

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO FIN DE CARRERA

I.T.I. Electricidad

Simulador de inversiones en redes de
distribución de MT para la mejora del TIEPI

AUTOR: Slavisa Savkovic Colakovic

TUTOR: Iván Lozano Álvarez

Leganés, 18 de septiembre de 2009

ÍNDICE

1. Introducción.....	1
1.1 Objetivos del proyecto.....	1
1.2 Antecedentes.....	2
1.3 Estructura del proyecto.....	2
2. Calidad del servicio eléctrico.....	4
2.1 Introducción.....	4
2.2 Terminología.....	4
2.3 Tipos de interrupción.....	8
2.4 Indicadores de continuidad de suministro.....	12
2.4.1 Red de transporte.....	12
2.4.2 Red de distribución.....	14
2.5 Coste de la mejora de calidad.....	17
2.6 Estudio de condicionantes de fiabilidad.....	19
2.7 Método de incremento de calidad.....	20
2.8 Resumen.....	21
3. Modelo para la optimización de inversiones y mejora de calidad de servicio.	22
3.1 Introducción.....	22
3.2 Algoritmo de cálculo de la calidad de los elementos que componen una línea eléctrica.....	23
3.3 Resumen.....	27
4. Simulador de inversiones en redes de distribución de MT para la mejora del TIEPI.....	28
4.1 Introducción.....	28
4.2 Origen.....	29
4.3 Resumen.....	31

5. Manual de uso.....	33
5.1 Introducción.....	33
5.2 Manual de uso.....	33
5.2.1 Inicio.....	33
5.2.2 Instrucciones.....	34
5.2.3 Datos de líneas.....	35
5.2.4 Datos comunes.....	36
5.2.5 Resultados.....	38
5.2.6 Gráficas.....	40
5.3 Resumen.....	41
6. Ejemplo práctico: estudio de una zona de la red eléctrica.....	42
6.1 Introducción.....	42
6.2 Caso práctico.....	42
6.3 Resumen.....	49
7. Conclusiones.....	50
ANEXO 1: Extracto de “Calidad de servicio. Regulación y optimización de inversiones”.....	51
BIBLIOGRAFÍA.....	58

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Costes de inversión de primera y segunda magnitud.....	18
Figura 2: Flujograma.....	24
Figura 3: Campana de Gauss.....	25
Figura 4: Función triangular de probabilidad.....	26
Figura 5: Curva de mejora del TIEPI en función de la instalación de seccionadores.....	29
Figura 6: TIEPI - Potencia instalada.....	30
Figura 7: Valores de TIEPI por tipo de zona.....	31
Figura 8: Portada de la aplicación.....	33
Figura 9: Pestañas de la aplicación.....	34
Figura 10: Pantalla de instrucciones.....	34
Figura 11: Pantalla de datos de líneas.....	35
Figura 12: Pantalla de datos comunes.....	37
Figura 13: Pantalla de resultados.....	38
Figura 14: Pantalla de gráficas.....	40
Figura 15: Pantalla de inicio.....	43
Figura 16: Pestaña “datos líneas”.....	43
Figura 17: Pantalla de datos.....	44
Figura 18: Pestaña “datos comunes”.....	44
Figura 19: TIEPI’s objetivo.....	44
Figura 20: Datos comunes.....	45
Figura 21: Pestaña “Resultados”.....	45
Figura 22: Incumplimientos de TIEPI.....	46

Figura 23: Actuaciones en la provincia de Soria.....	47
Figura 24: Resultados de las actuaciones en la provincia de Soria.....	48
Figura 25: Pestaña “Gráficas”	48
Figura 26: Pantalla “Gráficas” de la provincia de Soria.....	49

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Clasificación de las interrupciones 1.....	9
Tabla 2: Clasificación de las interrupciones 2.....	10
Tabla 3: Parámetros de calidad de RD en Media Tensión (1 a 36kV).....	14
Tabla 4: Parámetros de calidad de RD en Baja Tensión (<1kV).....	14
Tabla 5: Parámetros de calidad zonal en RD.....	15
Tabla 6: Índices de continuidad de suministro en la RT.....	16
Tabla 7: Índices de continuidad de suministro en la RD.....	16

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Objetivos del proyecto:

Este proyecto fin de carrera tiene por objeto elaborar una herramienta para relacionar los diferentes tipos de inversiones en las líneas de Media Tensión con las mejoras de calidad que se producen, teniendo en cuenta siempre la inversión más eficiente desde el punto de vista económico y técnico. Para ello, se analizará el problema de la calidad del servicio en los sistemas de distribución de energía eléctrica, haciendo hincapié en la continuidad del suministro.

La necesidad de elaborar un Simulador de Inversiones que ayude a los técnicos de las compañías eléctricas distribuidoras es de suma importancia, ya que las inversiones económicas que hacen dichas compañías para mejorar la continuidad de suministro son limitadas y por tanto las líneas eléctricas en las que se van a hacer actuaciones y el tipo de actuaciones a acometer tienen que ser escogidas en función de su mayor eficiencia.

No se pretende realizar el análisis técnico de los hechos físicos que provocan los cortes del suministro, ya que existe una bibliografía importante que trata los mismos, sino que se pretende abarcar el problema de la calidad enlazando los aspectos regulativo y técnico, con el objetivo de ayudar a los planificadores de red en la difícil tarea de decidir donde realizar las inversiones oportunas para mejorar el suministro eléctrico. Para la elaboración de nuestro Simulador de Inversiones se recurrirá a los estudios realizados en otros proyectos donde se han analizado los elementos que componen la red de distribución, con las características que afectan a la calidad, tales como la tasa de fallos, los tiempos de interrupción, energía no suministrada etc. Además se utilizarán métodos de análisis de la calidad estudiados en otras tesis, donde se puede modelar cualquier medida de mejora de la misma.

1.2. Antecedentes:

Tradicionalmente, se han destinado más recursos a los sistemas de generación y transporte de energía eléctrica que a los sistemas de distribución. La razón es sencilla: un fallo en generación o en transporte puede tener graves consecuencias, ya que el área afectada suele ser muy grande. En cambio, las redes de distribución son relativamente sencillas y un fallo en las mismas no afecta a un gran número de usuarios. El resultado es que actualmente la mayoría de los problemas de calidad son debidos a fallos en la red de distribución y por esta razón es donde se centrará este proyecto.

A pesar de que el transporte y la distribución siguen considerándose monopolios naturales, se está cambiando también su regulación, para mejorar su eficiencia. Las necesidades de los clientes han evolucionado. La sociedad en su conjunto está más

orientada al individuo y los clientes se están acostumbrando a una atención cada vez más personalizada y de mayor calidad. Estos niveles de calidad de atención al cliente ya existentes en otros ámbitos se están empezando a exigir poco a poco en los servicios regulados, que tiene cierto retraso en este aspecto debido a su carácter de monopolio. Además, la sociedad se está volviendo cada vez más dependiente del suministro eléctrico, por lo que necesita y exige una mayor calidad del mismo.

Las entidades reguladoras están impulsando cambios tanto a nivel nacional, con el Real Decreto 1955/2000 en el que se reflejan penalizaciones más estrictas a las compañías distribuidoras por las faltas en el suministro, como a nivel europeo con la directiva europea 85/374/CEE sobre responsabilidad por los daños causados por productos defectuosos. Esto hace que las compañías distribuidoras se vean en la necesidad de mejorar la continuidad del suministro eléctrico para no ser penalizadas.

Al mismo tiempo que está cambiando la regulación del sector, una serie de tecnologías que se han ido implantando en los últimos años están alcanzando la madurez. Los sistemas de adquisición de datos (SCADA), los sistemas de información geográfica (GIS), etc. Esta nueva información permite mejorar la gestión, operación, mantenimiento y el análisis del funcionamiento del sistema. Además, las Distribuidoras para mejorar el suministro han apostado por una mayor automatización de sus redes. Las inversiones necesarias para mejorar la calidad en una línea de Media Tensión son relativamente pequeñas, pero afectan a un número pequeño de usuarios. Para conseguir una gran mejora global se necesitan muchas pequeñas inversiones, lo que va a suponer grandes inversiones por parte de las Distribuidoras. Debido al volumen de las inversiones y a los cambios que se están produciendo en el sector, es necesario elaborar nuevas herramientas que ayuden al Regulador a encaminar las inversiones de la manera más eficiente.

1.3. Estructura del proyecto:

El proyecto está dividido en 7 capítulos donde se describe todo el trabajo desarrollado más la bibliografía consultada. Al final se adjunta un apéndice adicional que, sin ser estrictamente necesario para el seguimiento y la comprensión del trabajo presentado, puede resultar útil para un lector interesado en profundizar en alguno de los temas tratados.

En el primer capítulo se hace una introducción con los objetivos de este proyecto, así como, una mención a los acontecimientos acaecidos en el sector durante los últimos años, que permitirán al lector entender mejor la necesidad de elaborar este proyecto.

En el segundo capítulo se analizarán los indicadores de calidad que se utilizan para la elaboración de nuestro Simulador de Inversiones. También se presentarán los términos específicos que se usarán en el proyecto, los tipos de interrupciones, indicadores de continuidad de suministro, tipos de redes de transporte y distribución, etc.

En el tercer capítulo haremos una introducción a los métodos de cálculo de la fiabilidad de los distintos elementos de la red eléctrica con los que se pretende mejorar el suministro eléctrico y de que manera la instalación de estos elementos en la red mejora. Estos métodos de estimación de la calidad se han tomado de la tesis doctoral de Juan Rivier Abbad “**Calidad del servicio. Regulación y optimización de inversiones**” del año 1999 de la Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI) junto con diferentes estudios que han quedado recogidos al final del proyecto.

En el cuarto capítulo vamos a hacer una introducción sobre al Simulador de Inversiones que hemos desarrollado. Vamos a explicar los motivos que nos han llevado a su desarrollo y sus posibilidades de utilización por parte de los Planificadores de Red en las redes de distribución de Media Tensión. También vamos a explicar las posibilidades que ofrece al usuario, las distintas variables, posibilidades de parametrización y los tipos de actuaciones que se pueden abordar

En el quinto capítulo se hará un “manual de usuario” completo de nuestra herramienta, en la que el usuario podrá aprender a parametrizar las zonas de estudio, seleccionar las líneas a estudiar, las actuaciones de mejora y comprender las gráficas con los resultados obtenidos.

En el sexto capítulo se va a abordar un problema real de la red eléctrica española, analizando una zona que presenta incumplimientos en varias líneas eléctricas. Se harán diferentes actuaciones en las líneas para eliminar los incumplimientos. Finalmente se analizarán los resultados para determinar que inversiones, de todas las posibles, serían las más eficientes.

En el séptimo capítulo, se recogen las conclusiones del trabajo.

2. Calidad del servicio eléctrico:

2.1 Introducción:

La calidad del servicio es el conjunto de características técnicas y comerciales inherentes al suministro eléctrico exigibles por los consumidores y por los órganos competentes de la Administración. No es menester de este proyecto el modo en el que se formalizan los contratos entre las empresas distribuidoras, las comercializadoras y los respectivos clientes, si bien puede servir de base o de ayuda para mejorar la información necesaria a la hora de realizarlos. El proceso de negociación del servicio eléctrico puede ser muy complejo cuando afecta a importantes volúmenes económicos, estableciendo contratos de calidad especial y personalizada. En cualquier caso, el objetivo de este proyecto es ofrecer una alternativa a la hora de decidir nuevas inversiones y orientar la negociación.

Dentro del concepto de calidad de servicio, cabe distinguir entre:

- a) Continuidad de suministro: Viene determinada por el número y la duración de las interrupciones del servicio eléctrico pactado. Significa el corte de la potencia que se debería recibir en un determinado momento.
- b) Calidad del producto: Es relativa a la forma de la onda de tensión. Todos los parámetros que garantizan, las perturbaciones, las variaciones de tensión, de frecuencia y de forma.
- c) Calidad en la atención y relación con el cliente: Se refiere al conjunto de actuaciones de información, asesoramiento, contratación, comunicación y reclamación.

Como se ha comentado con anterioridad en la introducción, el objetivo de este proyecto se centra en la continuidad del suministro y su optimización. Si bien, no es posible aislar este concepto de calidad del servicio con los otros dos que le acompañan, es evidente que existe una cierta independencia entre ellos, lo que facilitará esta labor. De las 3 componentes de la calidad, la continuidad del suministro es la que tiene mayor calado en el cliente, no sólo porque es capar de entenderla y observarla, sino porque es la que repercute sobre mayor cantidad de personas y de una manera inmediata y global. Las perturbaciones en la onda de tensión provocan la avería de numerosos sistemas, si bien a menudo no se puede percibir esta incidencia o tienen lugar a un largo plazo que desorienta al cliente. Esto no ocurre con el corte del suministro, que rápidamente es identificado por el usuario. De ahí que este proyecto busque estudiar la manera de mejorar la continuidad del suministro.

2.2 Terminología:

A continuación se presentan algunos términos específicos que se usarán en el proyecto. Aunque la mayor parte del glosario puede resultar familiar para cualquier profesional del sector eléctrico, es conveniente hacer una explicación y descripción para

evitar malos entendidos y facilitar su estudio a un público más amplio. En los aspectos globales del estudio, se puede enumerar:

- Alta Tensión de Distribución (AT): Conjunto de instalaciones de distribución de tensión nominal superior a 36kV.
- Media Tensión de Distribución (MT): Conjunto de instalaciones de distribución con tensión nominal comprendida entre 1kV y 36kV.
- Baja Tensión de Distribución (BT): Conjunto de instalaciones de distribución con tensión nominal hasta 1kV.
- Subestación de Transformación: Conjunto de instalaciones ubicadas en un emplazamiento común provistas de uno o varios transformadores con MT en el secundario, con aparamenta y obra complementaria precisa.
- Centro de Maniobra: Conjunto de instalaciones de MT situadas en un mismo lugar, de la aparamenta eléctrica y de los edificios necesarios para realizar, al menos, la función de conexión de dos o más líneas y su maniobra.
- Centro de Transformación (CT): Instalación provista de uno o varios transformadores reductores a BT, con aparamenta y obra complementaria precisas.
- Línea MT: Conjuntos de instalaciones (fundamentalmente, circuitos constituidos por segmentos de conductor) conectadas eléctricamente y con la misma tensión nominal, que se encuentran “aguas abajo” de un interruptor automático equipado con protecciones o comprendidas entre dos interruptores automáticos equipados con protecciones.
- Tensión de alimentación: Valor eficaz de la tensión presente en un instante dado en el punto de suministro y medido en un intervalo de tiempo dado.
- Tensión de alimentación declarada: Es la tensión nominal de la red, salvo que, como consecuencia de un acuerdo entre distribuidor y consumidor, la tensión de alimentación aplicada en el punto de entrega difiera de la tensión nominal, en cuyo caso corresponde a la tensión de alimentación declarada.

- Interrupción de Alimentación: Condición en la que el valor eficaz de la tensión en los puntos de suministro no supera el 10 por 100 de la tensión declarada. Las interrupciones pueden ser largas, de duración superior a tres minutos, o breves, de duración inferior o igual a tres minutos.
- Continuidad de suministro: Contenido de la calidad del servicio relativo al número y duración de las interrupciones de suministro de duración superior a tres minutos.
- Incidencia: Es todo evento, y sus consecuencias asociadas, originado en los sistemas de Generación, Transporte o Distribución, que sea causa de una o varias interrupciones imprevistas de suministro con instalaciones afectadas relacionadas temporal y eléctricamente.
- Interrupción Programada: Una interrupción se considera programada cuando se han cumplido los requisitos de información, notificación y autorización previstos en la legislación vigente, debidamente justificados.
- Interrupción Imprevista: Toda aquella interrupción que no se ajusta a la definición de programada.
- Indicadores de Continuidad de Suministro: Índices numéricos definidos al efecto de medir el número y/o la duración de las interrupciones de duración mayor de tres minutos que afectan a los clientes.
- Punto de Conexión de Red (PCR): Es el punto físico en el que se sitúa la frontera de responsabilidad del distribuidor: la entrada de la caja general de protecciones para clientes de BT y el dispositivo de maniobra frontera para clientes de AT y MT.
- Relación cliente-red: Es el vínculo que se puede establecer entre el cliente y las instalaciones desde las que se suministra. Consta de dos partes, la relación cliente-PCR, soportada y mantenida por la organización comercial y la relación entre el PCR y las instalaciones de red soportada y mantenida por la parte técnica. Según el grado de información de la red en los sistemas, la relación cliente-red podrá establecerse a nivel de distintos elementos de red (centro de transformación, de transformador, de cuadro de BT o de acometida)

- Punto de agregación: Elemento de red en el que se establece la relación cliente-red.

En cuanto a las zonas, se clasifica la calidad de servicio del siguiente modo:

- a) Calidad individual: Es aquella de naturaleza contractual, que se refiere a cada uno de los consumidores.
- b) Calidad zonal: Es la referida a una determinada zona geográfica, atendida por un único distribuidor.

A) Zona urbana: Conjunto de municipios de una provincia con más de 20.000 suministros, incluyendo capitales de provincia, aunque no lleguen a la cifra anterior.

B) Zona semiurbana: Conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 2.000 y 20.000, excluyendo capitales de provincia.

C) Zona rural:

- a) Zona rural concentrada: conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 200 y 2.000.
- b) Zona rural dispersa: conjunto de municipios de una provincia con menos de 200 suministros, así como los suministros ubicados fuera de los núcleos de población que no sean polígonos industriales o residenciales.

Los agentes a considerar en los análisis posteriores son los siguientes:

- Comercializador: Agente que comercializa energía eléctrica. Es el fruto de la separación de actividades en el nuevo entorno eléctrico. El comercializador se encarga de comprar la energía a los productores y venderla al cliente a través de un contrato. Por tanto, es la figura que entra en contacto con el mercado y la que conecta a la oferta y la demanda.
- Consumidor: El cliente que compra electricidad para su consumo propio.
- Cliente: Agente que compra electricidad.
- Distribuidor: Agente que distribuye físicamente la energía eléctrica a todos los clientes finales, tomándola del transportista. Se encarga de mantener, operar y expandir la red de distribución (líneas de media y baja tensión).

- Productor: Agente produce energía eléctrica y la vierte en la red. Se encarga de construir, operar y mantener las centrales de producción. Dentro de los productores, están las grandes empresas generadoras y los autoprodutores.
- Operador de mercado: Es la figura que gestiona las reglas de actuación en el mercado eléctrico. En España, el operador del mercado es el OMEL.
- Operador del sistema: Agente que se encarga de mantener, operar y planificar la red de transporte. En España, es REE.
- Transportista: Agente propietario de la red de transporte de energía eléctrica desde los puntos de producción hasta los puntos de distribución (líneas de alta tensión). En muchos casos, el transportista tiene además las funciones del operador del sistema, como es el caso con REE.

2.3 Tipos de interrupción:

Anteriormente se han citado las dos clasificaciones típicas que podemos encontrar de las interrupciones: programadas o imprevistas. Esta clasificación pese a ser simple y no muy desarrollada, permite establecer una primera aproximación al problema y teniendo en cuenta los numerosos factores que pueden concurrir en un corte en el suministro eléctrico. Hay que destacar que muchas veces no resulta fácil o posible identificar el tipo de interrupción que ha tenido lugar lo que dificulta la asignación de responsabilidades ante un problema grave y de importantes consecuencias.

En el sector eléctrico, el problema de continuidad se puede estudiar de diferentes formas en función al área de responsabilidad de cada agente involucrado. Por tanto, existen numerosas clasificaciones de las interrupciones y no es fácil considerar una de ellas con la mejor o la más rigurosa, ya que depende del ámbito en que se use.

Las estadísticas que presenta Red Eléctrica (el Operador del Sistema) al respecto clasifican las interrupciones de la siguiente manera:

- Mantenimiento: Que puede ser preventivo o de indisponibilidad fortuita.
- Debidas a otras causas

Por tanto, las de mantenimiento preventivo se podrían considerar como interrupciones programadas y el resto como imprevistas. Además, realiza una clasificación alternativa desglosando si los fallos tienen lugar en líneas o en transformadores y considerando la causa del corte (fallos internos en líneas, transformadores, fallo por agente atmosférico u otro) y la duración (más de 5 horas, menos de 5 horas o instantáneas con reenganche). Todo esto es un claro ejemplo de que

la clasificación que establece REE está basada en sus propios elementos y lo que para ella es más útil y le permitirá tomar decisiones, establecer responsabilidades y realizar medidas correctoras. Es conveniente recordar que REE se encarga de la red de transporte, cuya influencia es relativamente reducida en el servicio a nivel de distribución.

En la siguiente tabla podemos ver una clasificación de las interrupciones en la red de distribución basada en los conceptos de interrupción programada o imprevista:

Tabla 1. Clasificación de las interrupciones según:

INTERRUPCIÓN PREVISTA	<i>Mantenimiento programado</i>	
INTERRUPCIÓN IMPREVISTA	<i>Generación</i>	Cuando la potencia generada no encuentra equilibrio con la potencia demandada
	<i>Transporte</i>	Un fallo en una línea, en un transformador o en un elemento de la red de transporte
	<i>Origen desconocido</i>	Cuando no se conoce la causa que lo produjo, suelen ser de corta duración
	<i>Climatología</i>	Incluye todos aquellos fenómenos atmosféricos catastróficos que destruyen o alteran algún elemento: viento, rayos, corrosión...
	<i>Origen interno</i>	Los debidos a fallos propios, de nuestros elementos debido al desgaste o a la mala utilización, a un fallo humano...
	<i>Origen externo</i>	Los debidos a agentes fuera de nuestra empresa: personas, animales, árboles caídos, negligencia de un cliente...
	<i>Fuerza mayor</i>	Redundante con otros, son fallos que afectan a muchos clientes

Muy parecida a la clasificación anterior, se puede encontrar la ORDEN ECO/797/2002, por estar emitida por un organismo oficial y ser de aplicación en España.

Tabla 2. Clasificación de las interrupciones según:

INTERRUPCIÓN PROGRAMADA	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Transporte</i> - <i>Distribución</i> 	
INTERRUPCIÓN IMPREVISTA	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Generación</i> - <i>Transporte</i> - <i>Terceros: causados por personas físicas y jurídicas ajenas a la organización</i> - <i>Fuerza mayor</i> - <i>Propias: el resto</i> 	<ul style="list-style-type: none"> A) Empresa distribuidora ajena B) Instalación particular de un cliente o productor en régimen especial C) Acciones accidentales o intencionadas de terceros D) Acciones de huelgas legales A) Atmosféricas no previstas B) Agentes externos como animales, arbolado... C) Internas como fallo de equipos y materiales, corrosión, uso no adecuado... D) Desconocidas

En lo relativo a las instalaciones de la red de transporte, líneas, transformadores y elementos de control de potencia activa y reactiva, se sigue una clasificación basada en un estudio individualizado de la siguiente manera:

- a) Programada por mantenimiento preventivo o predictivo
- b) Programada por causas ajenas al mantenimiento
- c) No programada debida al mantenimiento correctivo
- d) No programada debida a circunstancias fortuitas previstas en las condiciones de diseño
- e) No programada por causa de fuerza mayor o acciones de terceros

Esta división está basada en el concepto de mantenimiento y los diferentes tipos que existen. Podemos englobar la subdivisión de a) en un tipo de interrupción programada mientras que el resto, quedarían dentro de las imprevistas.

Además del tipo de interrupción, en [2], se establece la necesidad de determinar la duración, la zona afectada, la potencia instalada y otra normativa relativa a la metodología de medida y a la documentación. A la hora de elaborar la clasificación utilizada en este proyecto, no sólo es importante la causa, ya sea una operación de mantenimiento o un suceso imprevisto, además, hay que tener en cuenta la parte de la red en la que ha ocurrido la incidencia. La mayor parte de las estadísticas establecen que la red de distribución es el causante de la mayor parte de las interrupciones (dependiendo del país y del momento de la toma de datos varía entre un 80% y un 95% según se puede observar en [1]). El resto se reparten entre la red de transporte y la generación. Estudios de REE consideran que en el proceso de generación existe una disponibilidad del 92% y en el transporte, de un 97%. Adicionalmente, el margen de reserva en generación y el mallado de la RdT hacen que las interrupciones de éstos al sistema de Producción y Transporte, sean muy escasas. Si bien, estos datos están sometidos a los criterios particulares de las diferentes empresas del sector y su interpretación hay que considerarla con mucha cautela, hay que reconocer que históricamente, la red de distribución ha sido el factor crítico. La red de transporte está completamente mallada a través de nudos con alimentación redundante, y su fallo suele ser debido a causas externas e imprevisibles, mientras que la red de distribución es radial y muchas veces no dispone de los equipos para una rápida reposición. Por otro lado, hay que tener en cuenta que una incidencia en el Sistema de Producción y Transporte provoca un fallo de mayor alcance, al afectar a mayor número de usuarios (como suele ocurrir con los picos de demanda en invierno) y de ahí que su repercusión sea mas negativa. Una interrupción en la red de distribución suele ser mas zonal y afectar a menos clientes, en general a aquellos en los que el suministro es más disperso por situarse en zonas aisladas y de difícil acceso, de ahí que se inviertan menos recursos en mejorar la continuidad del suministro (el coste por cliente es muy alto, algo que no ocurre con la red de transporte).

2. 4 Indicadores de continuidad de suministro:

Los indicadores de continuidad de suministro son parámetros que proporcionan información útil sobre cada incidencia. Como se citó anteriormente, es difícil poder clasificar los diferentes tipos de interrupción que tienen lugar en el sistema eléctrico. En este apartado, se analiza como a su vez es complicado valorar el tipo de consecuencias que tiene cada una de ellas. La verdad es que no existe un índice capaz de caracterizar cada interrupción porque son muchos los factores a tener en cuenta, no sólo el número de interrupciones y su duración, como marca la normativa. También hay que considerar la potencia que se ve involucrada, el número de clientes, la frecuencia de las interrupciones...De ahí que se haya estudiado mucha al respecto y existan numerosos indicadores según el ámbito que se considere.

2.4.1 Red de transporte:

Hay que distinguir entre los indicadores de calidad individual por instalación y los de calidad global.

- Calidad individual:

La disponibilidad de una instalación se expresa por el porcentaje del tiempo total que dicha instalación ha estado disponible para el servicio a lo largo del año. Su cálculo se efectúa a través del Índice de Indisponibilidad Individual (Ii) definidos por la siguiente expresión:

$$I_i = 100 * t_i / T$$

t_i = tiempo de indisponibilidad de la instalación i (horas)

T = duración del periodo en estudio (horas)

El índice de Disponibilidad de la instalación (ID_i) se obtiene:

$$ID_i = 100 - I_i$$

El valor mínimo a cumplir del ID_i es del 90 %, por debajo de él se considerará que su funcionamiento en cuanto a continuidad del suministro no es correcto.

- Calidad global:

Los indicadores de medida de la calidad global de la red de transporte son la Energía No Suministrada (ENS), el Tiempo de Interrupción Medio (TIM) y el índice de disponibilidad (ID).

1) LA ENS mide la energía no suministrada (MWh) a lo largo del año por interrupciones de servicio acaecidas en la red. A estos efectos, se contabilizarán, sólo las interrupciones ocasionadas por ceros de tensión de duración superior a un minuto.

El valor de referencia es el $1,2 \cdot 10^{-5}$ de la demanda de energía eléctrica en barras de central, es decir, en el nivel de transporte.

2) El TIM se define como la relación entre la energía no suministrada y la potencia media del sistema, expresado en minutos:

TIM = horas anuales

HA = horas anuales

DA = demanda anual del sistema en MWh

El valor máximo de la norma es de 15 minutos al año

3) La disponibilidad de una red se expresa por el porcentaje del tiempo total que sus líneas, transformadores y elementos de control de potencia activa y reactiva han estado disponibles para el servicio a lo largo del año. Se calcula del siguiente modo a través del Índice de Indisponibilidad (II):

$$II = \text{Índice de Indisponibilidad} = 100$$

Los sumatorios son de 1 a n (número total de circuitos, transformadores y elementos de control de potencia activa y reactiva de la red de transporte).

Ti = tiempo de indisponibilidad de cada circuito, transformador y elemento de control de P y Q (potencias activa y reactiva) de la red de transporte (horas).

T = duración del periodo en estudio (horas)

El Índice de Disponibilidad (ID) es igual a:

$$ID = 100 - II$$

Su valor límite es del 97%

Dentro de todos estos parámetros, resultará de gran utilidad la ENS para valorar el coste de una interrupción a partir de un coste unitario del MWh. Pero todo esto se verá con posterioridad.

2.4.2 Red de distribución:

Se estudian dos entornos, la calidad individual y la zonal.

- Calidad individual:

El distribuidor debe velar por ofertar una calidad aceptable a sus clientes, y para ello, el suministro deberá estar comprendido dentro de los siguientes valores:

Tabla 3. Parámetros de calidad de RD en Media Tensión (1 a 36kV) :

	Número de horas	Numero de interrupciones
Zona urbana	4	8
Zona semiurbana	8	12
Zona rural concentrada	12	15
Zona rural dispersa	16	20

Para tensiones mayores a 36 kV, se usarán los umbrales empleados para la urbana.

Tabla 4. Parámetros de calidad de RD en Baja Tensión (<1kV):

	Número de horas	Numero de interrupciones
Zona urbana	6	12
Zona semiurbana	10	15
Zona rural concentrada	15	18
Zona rural dispersa	20	24

- Calidad zonal:

Cada distribuidor está obligado a mantener los niveles de calidad zonal asignados a aquellas zonas donde desarrolle su actividad, calculados como media de la falta de continuidad anual del conjunto de municipio agrupados por provincias.

La medición del al calidad zonal, se efectuará sobre la base del TIEPI, el percentil 80 del TIEPI y el NIEPI, de acuerdo a lo que podemos observar en la tabla 5.

Tabla 5. Parámetros de calidad zonal en RD:

	TIEPI (horas)	80TIEPI (horas)	NIEPI (número)
Zona urbana	2	3	4
Zona semiurbana	4	6	6
Zona rural concentrada	8	12	10
Zona rural dispersa	12	18	15

Definiéndose cada uno de los términos como:

TIEPI = tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en Media Tensión:

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^K P_{Li} \cdot H_i}{\sum_{j=1}^N P_I}$$

El sumatorio del numerador se extiende a todos los fallos i

El sumatorio del denominador ($\sum P_I$) es la potencia instalada de los centros de transformación “j” MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA)

P_{Li} = potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción i de duración H_i (en kVA)

H_i = tiempo de interrupción del suministro que afecta a la potencia P_{Li} (en horas)

K = número total de interrupciones durante el periodo considerado

80TIEPI es el percentil 80 del TIEPI e indica el valor del TIEPI que no es superado por el 80% de los municipios de ámbito provincial definidos.

Cabe destacar la existencia de un índice llamado TIEPED, que es semejante al TIEPI, pero trabajando en minutos y con la potencia demandada en vez de con la instalada.

NIEPI: es el número de interrupciones equivalente de la potencia instalada en Media Tensión (de 1 kV hasta 36 kV) y se obtiene de:

$$NIEPI = \frac{\sum PI_i}{\sum PI}$$

Donde cada uno de los términos de la ecuación son los mismos que los referidos en el TIEPI.

Asimismo, la normativa contiene información precisa necesaria para realizar la medición y el cálculo de todos esos parámetros, la documentación requerida, los sistemas informáticos y otros aspectos. A continuación, se resumen los valores límite en las tablas 6 y 7:

Tabla 6. Índices de continuidad de suministro en la RT:

RED DE TRANSPORTE	<i>CALIDAD INDIVIDUAL POR INSTALACIÓN</i>	IDI = 90%
	<i>CALIDAD GLOBAL</i>	ENS = 1,2 e ⁻⁵ *DA TIM = 15 MIN/AÑO ID = 97%

Tabla 7. Índices de continuidad de suministro en la RD:

RED DE DISTRIBUCIÓN	<i>CALIDAD INDIVIDUAL</i>	TABLAS 3 Y 4
	<i>CALIDAD ZONAL</i>	TABLA 5

2.5 Coste de la mejora de la calidad:

En los apartados anteriores hemos explicado las diferentes maneras de medir la calidad del suministro eléctrico, observando que la calidad del producto depende de la inversión realizada al respecto. Éste coste proviene de la instalación de los equipos y elementos que constituyen la red de distribución, y lo podemos dividir en dos tipos:

- Inversiones de primera magnitud: Son las orientadas a resolver los problemas estructurales de la red y engloba todos los elementos que son capaces de transportar energía eléctrica a los clientes. Son los gastos básicos para poder realizar un suministro correcto cumpliendo con un mínimo de calidad y continuidad. Como ejemplos, podemos mencionar la instalación de subestaciones AT/MT y de líneas de MT.
- Inversiones de segunda magnitud: Son las destinadas a solucionar los problemas de fiabilidad y de calidad de suministro en sí mismo. Destacan los elementos señalizadores, selectores de tramo, grupos redundantes o auxiliares de suministro, mejoras en la operación y el mantenimiento de la red...

La regulación del suministro de energía eléctrica, considerado como un bien esencial por la Administración y el alto nivel de calidad requerido por los clientes, ha llevado a las empresas distribuidoras a realizar numerosos cambios y mejoras en sus redes. En la actualidad, la distribución está cada vez más mallada, yendo más allá de su típica estructura radial. Se ha operado de modo que todos los consumidores puedan recibir un suministro eléctrico básico en condiciones aceptables. En este entorno, las inversiones de primera magnitud ya han sido realizadas en la mayor parte de los nodos de la red y el servicio eléctrico ya es completo a lo largo de todo el territorio peninsular e insular. Esto hace que el interés se desplace hacia las inversiones de segunda magnitud, que son las más orientadas a la calidad y continuidad del suministro.

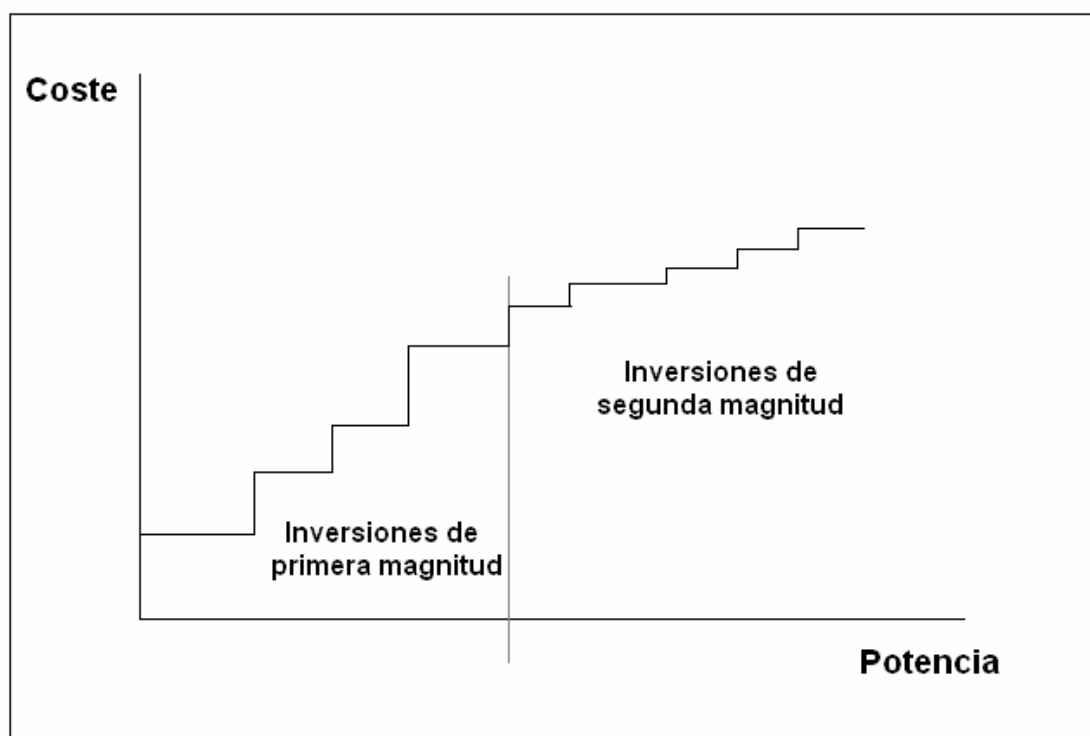
A la hora de realizar un desembolso que pueda traducirse en una mejora de la situación actual, es necesario elaborar un análisis exhaustivo, tal y como ocurre con cualquier decisión empresarial. En este caso, hay que comparar el coste de cada elemento que se introduzca en la red y escoger la más óptima tanto económica como técnicamente.

Como se observa el problema se va complicando, ya que cada uno de los nuevos elementos que se van a introducir a la red van a tener un impacto distinto en la mejora del suministro, además se ponen en juego otros condicionantes como el número de clientes, las zonas atendidas, la energía suministrada... Para realizar el análisis de una red desde el punto de vista de la calidad de servicio, hay que considerar las tasas de fallo de los distintos elementos y las diferentes condiciones de carga en cada momento. Por otro lado, no sólo es variable el número de fallos que puede sufrir un elemento, también lo es el tiempo de reparación. Cuando se produce un fallo son diversos los tiempos que influyen en la duración total de la falta. El hecho de no poder aplicar una tasa de fallo constante para calcular el número de interrupciones, su duración y como consecuencia,

la energía involucrada, será una dificultad en el momento de cuantificar el coste de la no calidad. Todo esto será estudiado con más detalle en el capítulo 3 a la hora de definir todas las herramientas de cálculo y las consideraciones de trabajo.

Volviendo al tema de los costes de inversión, hay que recordar que es un coste que depende de la situación actual de la red, como se ha especificado anteriormente con los costes derivados de las inversiones de primera magnitud. La infraestructura de la red de distribución es la que marca el nivel de calidad actual que se está ofreciendo, denominado Nivel de Calidad de Referencia en numerosos estudios (NCR). Los costes que empleemos en mejorar nuestra calidad vendrán determinados por el NCR, que en general debe ser mayor que el mínimo de calidad vendrán determinados por el NCR, que en general debe ser mayor que el mínimo de calidad establecido por la Administración. Las comparaciones entre inversiones de primera y segunda magnitud quedan mostradas en la siguiente figura:

Figura 1: Costes de inversión de primera y segunda magnitud



En el eje x, se ha situado la potencia suministrada por la red. Se ha elegido este índice por considerarse uno de los más representativos a la hora de hablar de una red eléctrica, pero igualmente se podía haber hablado de tamaño de la red, número de elementos que la componen, número de clientes servidos...Todas estas variables funcionan del mismo modo para validar este análisis y esta representación, y cuanto más crecen, mayor es el coste de inversión, reflejado en el eje y.

- La zona de Inversiones de primera magnitud: son los gastos que aseguran la continuidad del suministro y el servicio a todos y cada uno de los clientes. Se observa que hay un cierto escalón al principio, que viene de construir el

conjunto de costes iniciales en los que la distribuidora debe invertir para poder poner en funcionamiento la red. A continuación aparecen una serie de escalones crecientes. De esta manera, se indica que los elementos que componen la red son válidos hasta una cierta potencia, o hasta un cierto tamaño y a partir de entonces hay que realizar un desembolso de modo que se puede ampliar la red, el servicio y dar un salto a un mayor volumen de suministro. Los costes en este primer tramo son muy altos porque son la base sobre la que se articula la red de una zona.

- La zona de Inversiones de segunda magnitud: son escalones mas pequeños pero más numerosos porque consisten en pequeños cambios puntuales en la red para mejorar la calidad de pocos clientes y destinadas a resolver los problemas de fiabilidad. Se incluyen decisiones como la mejora de las tasas de fallos de los elementos, el mallado de la red, alimentaciones alternativas, etc...

2.6 Estudio de condicionantes de fiabilidad:

El servicio eléctrico se lleva a cabo no solo a través de una red que lo sustenta, sino gracias a un conjunto de recursos técnicos como humanos que posee la empresa distribuidora. Para modelar el suministro, se escogen una serie de elementos físicos que poseen ciertas propiedades y características que permitan o mejoren su actividad. Sin embargo, estos elementos no son completamente fiables y están sometidos a fallos de diferente naturaleza y de difícil estudio en numerosas ocasiones. Además, es complejo conocer la influencia que tiene cada elemento en una falta y el alcance en el que se ve involucrado. En general, para poder mejorar la calidad de la red es necesario conocer los elementos más sensibles y actuar sobre ellos. Observar donde existe un cuello de botella que reduce la fiabilidad total y que afecta al resto de dispositivos.

La mejora de calidad puede alcanzarse a través de diferentes modos de actuación. Para proseguir el estudio, conviene recapitular los elementos condicionantes de la fiabilidad:

- Tasa de fallos: Dentro de este apartado, debemos prestar especial atención a las líneas eléctricas. Estos se debe a que la tasa de fallos de una línea depende directamente de su longitud. Cuanto más larga es la línea, mayor es la probabilidad de que ocurra una falta. Además, si una línea es larga, es más difícil y complejo el proceso de detección del fallo y se tarda más tiempo en la reparación o en el respectivo mantenimiento. Por sí sola, la tasa de fallos no afecta ni a la duración de las interrupciones ni a la energía que se deja de suministrar, si bien todas estas variables están muy relacionadas.
- Tiempo de reposición: Es la variable que influye directamente en el tiempo de la interrupción y que va desde el tiempo que se tarda en detectar la falta y acceder a ella hasta el que se emplea en aliviarla. El número de interrupciones no se ven envueltos de manera directa, pero la ENS si lo hace por ser producto de la potencia y el tiempo.

- Potencia instalada: No determina el número de interrupciones ni su duración, pero sí incide de manera determinante en la ENS, y permite distinguir los diferentes tipos de clientes, y por tanto su exigencia de calidad. La potencia instalada no es sólo un medio que posibilita el trabajo y la actividad, sino que es una materia prima dentro del proceso productivo y tiene una repercusión y consecuencia económica no despreciable.

Por tanto, hay 3 variables que afectan a las 3 características más importantes que componen la calidad del suministro: la tasa de fallos y el número de interrupciones, el tiempo de reposición y la duración de la interrupción y la potencia instalada y la ENS (aunque la energía también dependa del tiempo por definición).

2.7 Método de incremento de la calidad:

En los apartados anteriores, se recogen todos los condicionantes que tienen lugar en una interrupción, y corresponde ahora planear las diferentes opciones y acciones de mejora de la fiabilidad de la red. Al igual que se analizan las formas de evaluación de los costes de la falta de calidad, también es necesario hacer un estudio análogo con los costes de inversión en la mejora de la calidad. Todo esto servirá de base para el desarrollo práctico del siguiente capítulo y permitirá generar las alternativas de mejora. Los principales modos de mejora de la calidad de suministro son:

- Mejora de la tasa de fallo de los elementos: La utilización de elementos más fiables a la hora de componer la red incide directamente sobre el número de fallos. Por un lado, se puede ganar mayor robustez, consiguiendo que ante un incidente que podría haber sido trascendente para provocar una interrupción, los nuevos elementos sean capaces de soportarlo. Esto se consigue sobredimensionando las propiedades físicas, técnicas y eléctricas con factores de seguridad.
- Mallado de la red: Es un proceso muy caro y que afecta de manera muy importante al nivel de calidad de suministro. Al producirse una falta, la electricidad siempre tendría un camino alternativo para llegar al cliente, el cual no notaría ni sería consciente del corte o de la avería que tuvo lugar. En general, la red de distribución se encuentra mallada en gran medida, sin embargo siempre existen puntos de la red de difícil y caro acceso que no disponen de alimentaciones alternativas. Es por ello el diferente tratamiento de zonificación que se establecen en los estándares de calidad de suministro. Con este método, todos los factores de la interrupción se ven afectados, tanto el número como la duración o la ENS, porque la falta puede ser desviada sin problemas. Sin embargo, y aunque siempre pueda existir una probabilidad de que pese al mallado se pueda cortar el suministro, la variable que se ve aminorada con mayor intensidad es la duración de fallo porque puede anularse el tiempo de reparación a costa del de seccionamiento.

- Inversión en equipos de señalización y detección de falta: Es un modo de conseguir que el tiempo de la interrupción sea menor y que la distribuidora sea consciente del corte del suministro desde el principio. A la hora de reparar la falta, el tiempo también se reduce porque conocemos el lugar exacto donde se produjo la incidencia. Esto es especialmente útil en tramos largos en líneas eléctricas, o en los muy ramificados.
- Automatización de la red: Consiste en poder centralizar y realizar automáticamente todo el conjunto de acciones implicadas en una interrupción del suministro. Esto incluye la detección de la falta, su identificación, el seccionamiento y encaminamiento del producto eléctrico por una vía auxiliar y la posible reparación, aunque esto último resulta irreal o difícilmente aplicable en la inmensa mayoría de los casos. Por otro lado, la alta exigencia de los clientes, el desarrollo tecnológico y la búsqueda de la rentabilidad y la eficiencia han posibilitado que la red de distribución se encuentre ya automatizada casi en su totalidad en muchas zonas.

2.8 Resumen:

En este capítulo se han tratado diferentes componentes del coste que intervienen en la mejora de la continuidad en el suministro eléctrico, abarcando el coste de la falta de continuidad en el suministro eléctrico. Se ha partido de la base de los costes e ingresos totales que tiene una empresa distribuidora para, a continuación, profundizar en cada uno de estos costes, definiéndolos y caracterizándolos por completo.

En cuanto al coste de la falta de calidad, se han plasmado los problemas que un corte eléctrico produce en el consumidor y se han establecido tres modos diferentes para poder hallar el descuento o penalización que debe soportar la distribuidora. Se ha analizado cada método para cuantificar el descontento en el cliente explicado las ventajas y desventajas de cada uno de ellos, prestando especial atención a la opción que establece la administración, por ser la más completa de todas y aplicable a España.

Para hablar del coste de las inversiones, se han introducido los aspectos de inversiones de primera y segunda magnitud. A continuación, se han mostrado los diferentes aspectos relacionados con la fiabilidad de las redes y con el modo de mejorarlos, realizando para ello una pequeña división de los tiempos que intervienen en la duración de una falta.

Todos los elementos tratados en este capítulo serán de utilidad para poder evaluar la rentabilidad y la fiabilidad de una red en el capítulo 3.

3. MODELO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE INVERSIONES EN MEJORA DE CALIDAD DE SERVICIO

3.1 Introducción:

En capítulos anteriores se asentaron las bases teóricas de la calidad de servicio eléctrico con especial atención a la continuidad. El suministro se encuentra estructurado en un sistema de generación, transporte y distribución, y este proyecto se centra en este último aspecto, dada su importancia en cuanto a la fiabilidad e impacto socioeconómico. Globalmente, las tres partes del sistema, generación, transporte y distribución se agrupan en tres niveles jerárquicos, denominados generalmente HLI, HLII y HLIII. El nivel jerárquico I (HLI) estudia la fiabilidad de la Generación únicamente, considerando todas las demandas. El nivel jerárquico II (HLII) estudia el nivel de fiabilidad conjunto de la Generación y la Red de Transporte. El nivel jerárquico III (HLIII) estudia el nivel de fiabilidad del sistema completo, con Generación, Red de Transporte y Red de distribución, y cuanto mayor es el nivel jerárquico, mayor es la complejidad del sistema a estudiar. Los estudios en el HLIII deberían tener en cuenta la fiabilidad de todo el sistema eléctrico de potencia, lo cual no es viable debido a la dificultad y al tamaño objeto de análisis. La parte de la red de distribución de más alta tensión explotada de forma mallada suele integrarse en el HLII, explotándose el resto de la red de forma radial, lo que hace que las dos redes se comuniquen a través de un único punto de suministro de energía. Es por ello que en el estudio se considerará que el HLII es un elemento fiable, de modo que el del HLIII queda reducido al estudio de la red de distribución que es el factor dominante. Es únicamente en este último en el que se puede calcular los índices de fiabilidad referidos al cliente final.

En el capítulo 2, se definieron los términos e índices que intervienen en los cortes eléctricos, estableciendo además, una clasificación de todos ellos. También se trataron todos los aspectos involucrados en la fiabilidad de una red y se ha hablado de los costes de falta de calidad y de los de inversión, haciendo hincapié en las maneras de mejorar el servicio. Aclarado todo esto de manera teórica, en este capítulo se explicará el método que se ha utilizado para elaborar la herramienta. Antes de profundizar en este capítulo, hay que señalar nuevamente, que en este trabajo no se pretende crear un nuevo modelo de optimización de inversiones, sino elaborar una aplicación informática que facilite la labor de los Planificadores de Red. Los modelos de optimización utilizados en nuestra aplicación toman como base los conceptos considerados en la tesis doctoral de Juan Rivier Abbad “**Calidad del servicio. Regulación y optimización de inversiones**” del año 1999 de la Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI). Los conceptos expuestos en este capítulo son un pequeño extracto de la tesis mencionada anteriormente.

3.2 Algoritmo de cálculo de la calidad de los elementos que componen una línea eléctrica:

La fiabilidad de una red viene determinada por condicionantes que afectan a la fiabilidad de cada uno de los elementos: tasa de fallos, tiempo de reposición y potencia instalada, que guardan una relación directa con el TIEPI y la ENS. En cuanto a la tasa de fallos, hay que hacer un pequeño comentario al respecto, ya que la literatura puede ser confusa en torno a este concepto. En general, al hablar de esta tasa, se está considerando el número de veces que este instrumento falla al año, pero a veces se define como un aspecto de conjunto, como valor medio de varios elementos, dividiendo el número de equipos que fallan durante un periodo por el número de equipos expuestos. Además, la fiabilidad de un elemento, puede determinarse usando el concepto de disponibilidad, comentado en el capítulo 2: probabilidad de encontrar un equipo funcionando en un tiempo concreto sobre una base de tiempos determinada. Así, por ejemplo, si un equipo falla " λ " veces al año durante un periodo " t " horas, la indisponibilidad o probabilidad de fallo de ese elemento es igual al producto de " λ " por " t " dividido por las 8760 horas que componen el año.

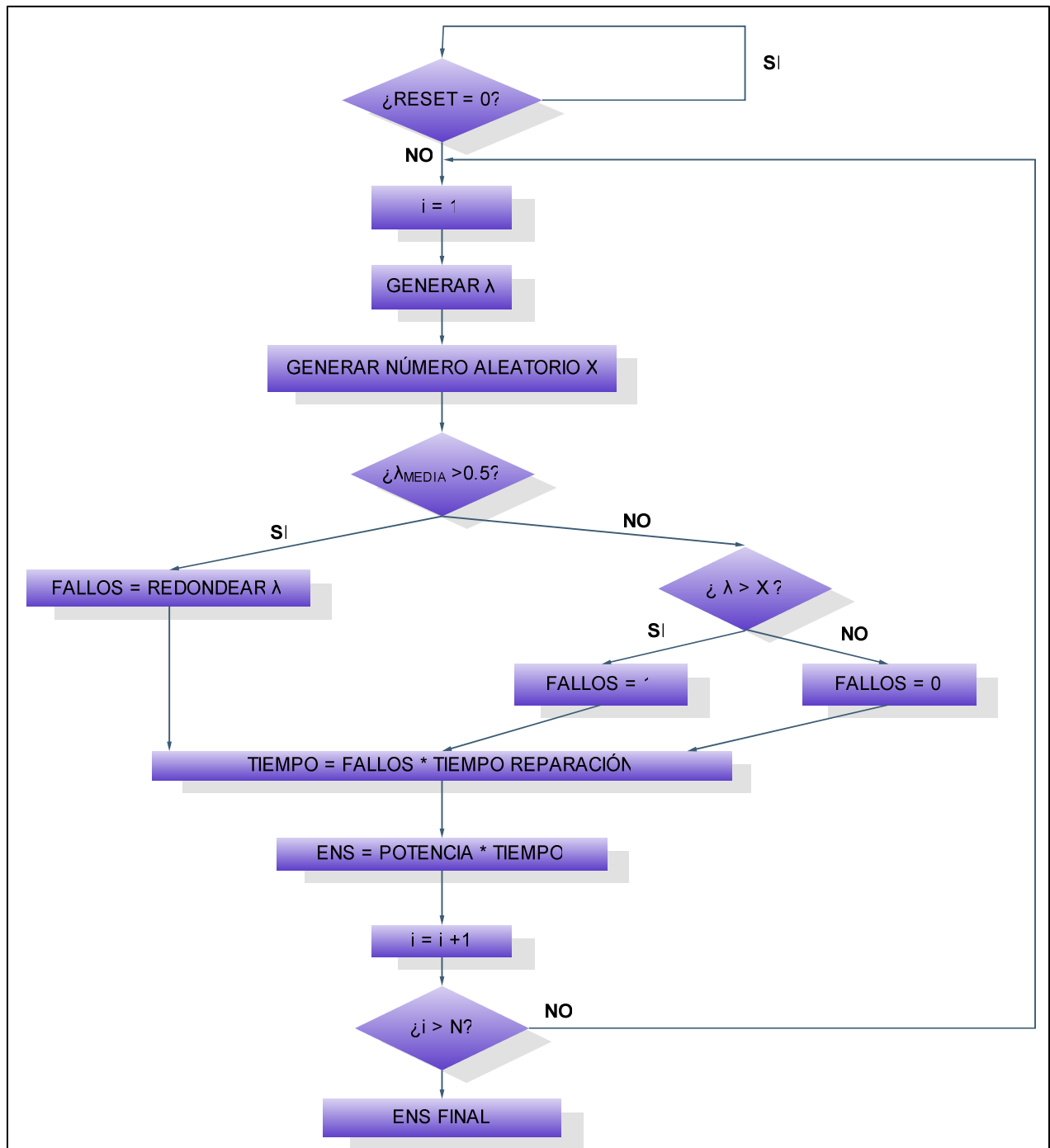
La base de cualquier análisis de fiabilidad es la recopilación de los datos históricos de otros años fruto de la monitorización a lo largo del tiempo y la identificación de las zonas más problemáticas. Esto permite establecer tendencias, conocer las pautas de comportamiento, tasas de fallo, tiempos de indisponibilidad, impactos, etc. Sin embargo, y aunque el estudio podría limitarse a esos datos, es más interesante realizar un análisis predictivo con estos datos en la mano, de modo que se cuantifique el nivel de fiabilidad que se espera obtener de un sistema en el futuro. De esta manera, es posible conocer la calidad que ofrece una red en forma de TIEPI y predecir la respuesta del sistema frente a inversiones y mejoras. Sin embargo, y teniendo en cuenta este primer paso, ahora se plantea el modo de abordar el estudio predictivo. Básicamente existen dos aproximaciones, determinista y probabilística.

En la tesis en la que nos basamos se utiliza el método probabilista (o Monte Carlo), ya que el método determinista no tiene en cuenta la volatilidad de la tasa de fallos de cada uno de los elementos del sistema. Se limita a considerar una tasa constante y aplicar un cálculo rápido y relativamente sencillo que no precisa simulación. Es una manera de abordar el problema de un modo ágil y obteniendo resultados a grandes rasgos. Si bien el coste operacional es muy bajo, también es poca la información obtenida al respecto y su limitación lo restringe a determinados estudios. Como se ha considerado desde el principio, las interrupciones del suministro y los fallos de los equipos eléctricos están sometidos a un alto factor aleatorio y de variabilidad. De esta manera, para cubrir esta alta desviación con un estudio determinista, la desviación de los resultados obtenidos también sería alta. El método probabilista, por otro lado, si que tiene en cuenta la aleatoriedad de los fallos y es más eficaz y útil.

Usando el método de programación tipo Monte Carlo, se estimará el nivel de calidad que, durante un año, ofrecerá la línea escogida para ser estudiada. Así se obtendrán el tiempo que se ha interrumpido el servicio (TIEPI) y la energía no suministrada (ENS), índices que definirán el nivel de calidad que se está ofreciendo a los diferentes clientes. Para calcular la esperanza matemática, la media de cada índice,

se realizarán 10.000 iteraciones. En cada una de ellas se generará un número de fallos para cada elemento de la red. En función de estos valores, se calculará el TIEPI y la ENS, y a continuación con los datos finales se obtendrán las gráficas finales en las que se puede ver la eficiencia de la inversión para cada línea en función de los datos técnicos que hemos obtenido con anterioridad. Para facilitar la comprensión del modelo, se adjunta el siguiente flujograma:

Figura 2: Flujograma

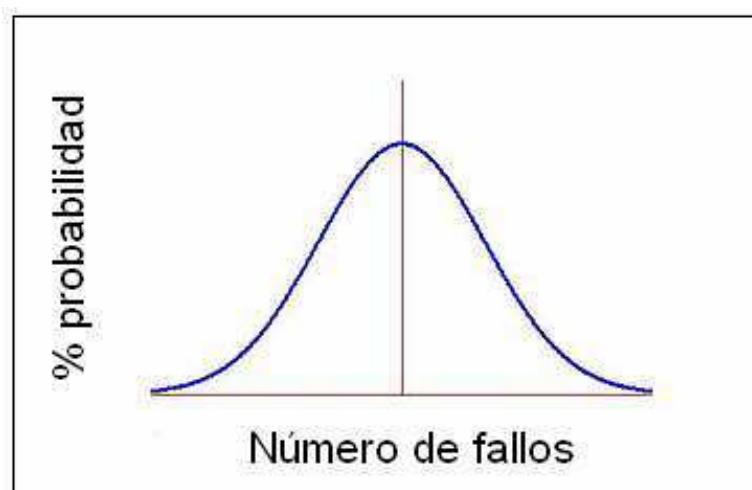


El significado de cada término es:

- RESET: Es un mecanismo para limpiar, resetear el programa y así poder ejecutarlo sin que afecten de alguna manera los resultados de otras operaciones. Hasta que no se activa este número (haciéndolo no nulo), no se puede correr el modelo y haciéndolo cero, se inicializa.
- i: índice de iteración: Vamos a realizar 10.000 iteraciones, como ya se comentó, y este número permitirá conocer el punto en el que está el programa y saber si ha llegado al final.
- λ : tasa de fallos anual del elemento que se ha estudiado y que varía en torno al valor medio λ_{media} para cada iteración.
- X: número aleatorio que varía entre 0 y 1.
- FALLOS: número de fallos anuales que el elemento ha tenido en una iteración.
- TIEMPO: Horas anuales que, en cada iteración el elemento esta indispueto.
- TIEMPO DE REPARACIÓN: Horas que dura cada interrupción para cada elemento e iteración.
- ENS: Energía no suministrada por elemento e iteración.
- POTENCIA: Potencia que tiene a su cargo cada elemento y que es dejada de suministrar si un elemento falla.

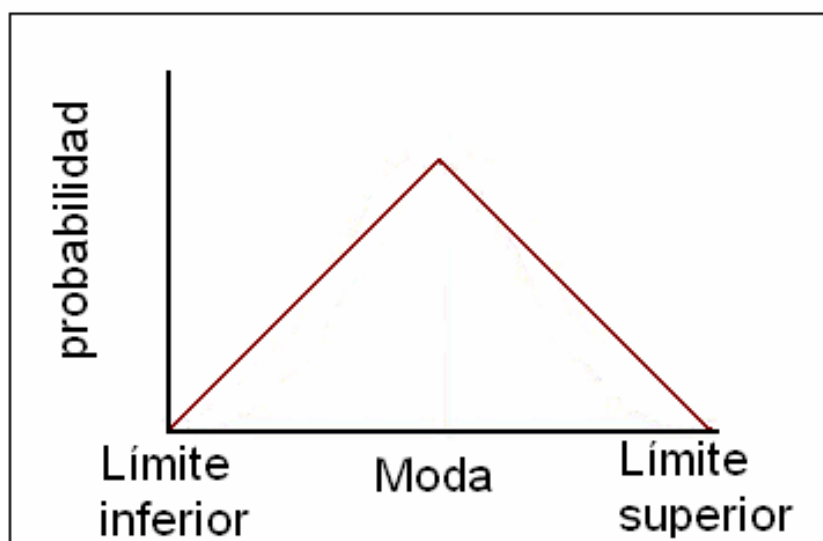
Es el momento de hacer una aclaración al respecto. La tasa de fallos de un elemento seguiría una distribución del tipo de campana de Gauss:

Figura 3: Campana de Gauss



Sin embargo, a la hora de realizar una simulación real, se debe acotar el área de trabajo. Una distribución normal abarca desde el menos infinito al más infinito, y en general, las funciones de probabilidad no están acotadas. Esto no sirve para modelar las líneas eléctricas, ya que es del todo irreal tener una cantidad infinita de fallos en un sistema. Es por ello que se ha optado por usar una función de probabilidad triangular para los elementos susceptibles a fallo que se tienen (interruptores, seccionadores y detectores de paso por falta), viendo que esta función está acotada tanto inferior como superiormente, y su forma se asemeja a la de una normal, como se puede ver en la siguiente figura:

Figura 4: Función triangular de probabilidad



En este caso, se ha escogido el 0 como límite inferior, ya que menos de 0 fallos es imposible que pueda haber, y como límite superior, el doble de la moda (que es el valor más probable). De esta manera, la moda coincide con la media y el triángulo es isósceles. Así, se considera que nos es posible que en un equipo ocurran más del doble de fallos que, histórica y estadísticamente, ha marcado la tasa media.

En cuanto al flujograma, este modelo conceptual representa el tratamiento que se realiza a cada uno de los elementos que componen nuestra red: seccionador, interruptor y detector de paso por falta. El funcionamiento es sencillo y fácil de entender siguiendo ordenadamente los pasos. Para cada uno de los elementos, se realizará una simulación de 10.000 iteraciones siempre y cuando se haya liberado RESET. Se comienza con la primera iteración ($i=1$), y en ella, se genera λ , la tasa de fallos de ese elemento siguiendo la función de distribución que lo caracterice, a partir del valor de la media y de sus límites superior e inferior.

Si la media de tasa de fallo es mayor que 0.5, se calcula el número de fallos redondeando esa cifra al número entero más cercano (no tiene sentido que en un año ocurran un número no entero de fallos). Si la media es menor que 0.5, y para reflejar la probabilidad de que ocurra un fallo, se debe recurrir a un número aleatorio que varíe

entre 0 y 1 (denominado X). De esta manera, se identifica la aleatoriedad de que ocurra un fallo. Para aclarar la idea se puede seguir el siguiente ejemplo:

Supongamos que una tasa de fallos es 0.2 fallos al año. Si se aplicara la misma teoría del redondeo, se obtendría que en la inmensa mayoría de las iteraciones, por mucho que se varíe esta tasa (entre 0 y el doble, 0.4), habrá 0 fallos (0 es el número entero más cercano). Esto a simple vista llama la atención porque lo lógico sería obtener 1 fallo por cada 5 años ($0.2 \times 5 = 1$). Para resolver este problema, creamos el número aleatorio X , que varía uniformemente entre 0 y 1, y que, por tanto, con seguridad, en uno de los 5 años tendrá un valor inferior a 0.2, reflejando ese año un fallo. Así, cuando $\lambda > X$ se contabilizará 1 fallo, y cuando $\lambda < X$, ninguno.

Por tanto, hay que distinguir dos casos: en el primero, la tasa media de fallos es menor que 0.5, y por tanto, el número máximo de fallos no supera 1. Para trabajar en esta situación, se emplea un número aleatorio que toma valores uniformemente entre 0 y 1 y que se compara con la tasa para determinar si hay fallo o no. En el segundo, cuando el valor medio de la tasa de fallos es mayor que 0.5, no hace falta número aleatorio y simplemente se redondea la λ obtenida de la distribución triangular al número entero próximo. Como ambos casos utilizan distribuciones simétricas no existe ningún punto de discontinuidad, es decir, que para $\lambda = 0.5$, da lo mismo aplicar cualquiera de los dos métodos. Una vez que ya se tienen el número de fallos de un equipo, se calculan de manera inmediata la ENS y el TIEPI.

3.3 Resumen:

A lo largo de este capítulo, se ha plasmado el modelo probabilístico tipo Monte Carlo utilizado para la elaboración de nuestra aplicación. La base de trabajo del modelo es el cálculo de los índices de continuidad de suministro más importantes (TIEPI y ENS) basándose en datos históricos y en los distintos elementos que componen una línea eléctrica. Se ha reflejado la variabilidad y aleatoriedad de las interrupciones en el suministro eléctrico y los diversos puntos de vista a la hora de caracterizar el estudio de una línea eléctrica, de manera que apoyando el modelo presentado en la hoja de cálculo Excel, se podrá cuantificar falta de calidad de una línea eléctrica en términos de TIEPI y ENS.

4. SIMULADOR DE INVERSIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MT PARA LA MEJORA DEL TIEPI

4.1 Introducción:

En este capítulo vamos a hacer una introducción sobre la aplicación que hemos desarrollado. Vamos a explicar los motivos que nos han llevado a su desarrollo y sus posibilidades de utilización por parte de los Planificadores de Red en las redes de distribución de Media Tensión. También vamos a explicar las posibilidades que ofrece al usuario, las distintas variables, posibilidades de parametrización y los tipos de actuaciones que se pueden abordar.

En este capítulo no se pretende profundizar en el uso de la herramienta en sí, ya que este tema será abordado en el próximo capítulo de forma más extensa. Tampoco el objetivo es estudiarla desde el punto de vista técnico, ya que esto se ha hecho anteriormente, lo que se pretende es presentar al usuario el potencial que tiene esta herramienta a la hora de abordar problemas de continuidad de suministro de la red de distribución y relacionar los diferentes tipos de inversiones en líneas eléctricas de Media Tensión con las mejoras de calidad que producen.

4.2 Origen:

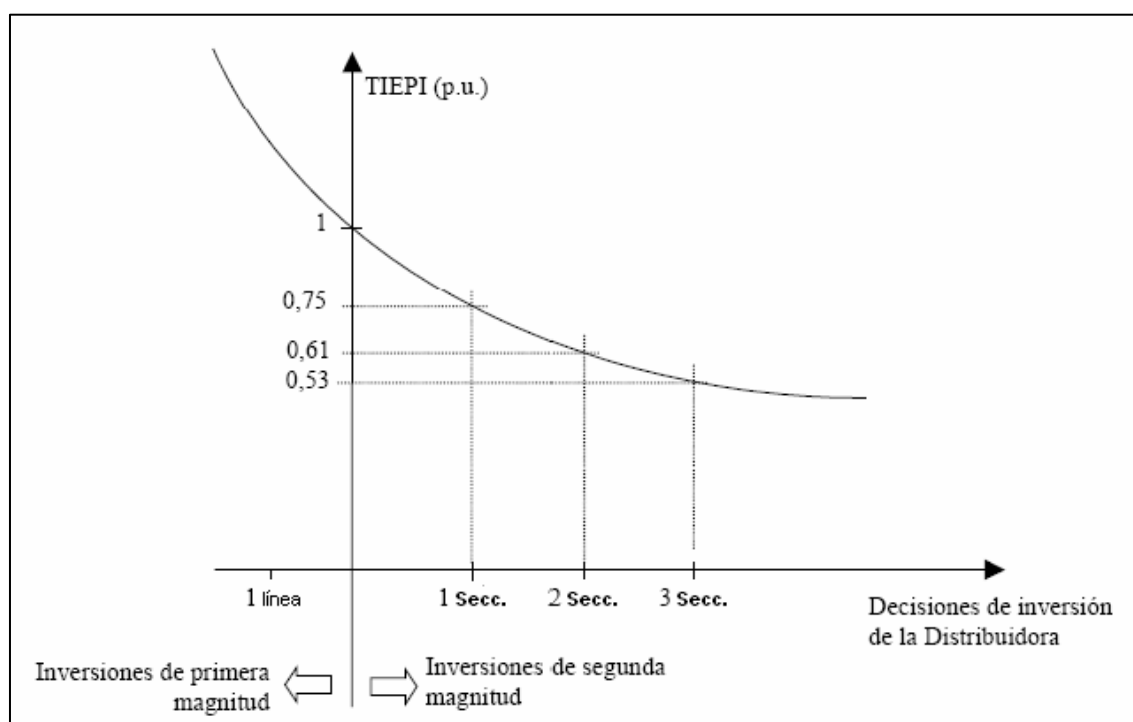
Como se ha comentado en la introducción de este proyecto, las exigencias sobre la continuidad de suministro eléctrico por parte de la administración y los clientes han ido en aumento en los últimos años. El entorno competitivo actual añade más complejidad a esta problemática e impone una búsqueda incesante de la satisfacción del cliente a través de mayores índices de calidad. En este marco, con una legislación cada vez más exigente con las empresas distribuidoras, aparece la necesidad de realizar unas inversiones cada vez más importantes para dichas empresas, de ahí la necesidad de limitar estas inversiones y buscar su mayor eficiencia. La inversión

Hay que aclarar que cuando hablamos de mejorar la eficiencia de las inversiones y la calidad de suministro de una empresa, estamos hablando de conseguir los máximos resultados con una inversión limitada. Esto puede parecer evidente si se mira desde el punto de vista del distribuidor, pero desde el punto de vista del cliente la cosa cambia, ya que los clientes buscan continuidad de suministro al menor precio y con la liberalización del sector siempre tendrán la opción de cambiar de comercializador. Cuando las distribuidoras afrontan el problema de la continuidad del suministro tienen varios frentes: por un lado el de la energía no suministrada (ENS) al cliente, que supone una primera penalización económica, ya que esta ENS son kWh que se deja de facturar, por otro lado corren en riesgo de ser penalizadas por la administración si superan los TIEPIs reglamentarios correspondientes a cada zona, lo que supondría una

nueva penalización económica, y finalmente tienen un problema de las consecuencias derivadas de la falta de suministro como pueden ser: mala imagen para la compañía que a la larga pueden suponer la pérdida de clientes ya que el mercado eléctrico está liberalizado y los consumidores pueden elegir a su comercializador. Con este panorama, los comercializadores se ven en la necesidad de mejorar la calidad del suministro eléctrico de manera que eso repercuta de forma mínima en su propio beneficio económico.

La elaboración de nuestra herramienta surge de la necesidad por parte de las distribuidoras de abordar precisamente este problema, el de las inversiones económicas para mejorar la red eléctrica y sus repercusiones en la calidad del suministro. Para ello nos hemos centrado en las inversiones de segunda magnitud, las cuales hemos abordado en el capítulo 2.5 de este proyecto. Las inversiones de segunda magnitud están directamente relacionadas con la mejora del TIEPI, como podemos ver en la figura 5, en la que se puede observar que inversiones económicas relativamente pequeñas, como un seccionador, mejoran claramente el TIEPI de una línea eléctrica:

Figura 5: Curva de mejora del TIEPI en función de la instalación de seccionadores

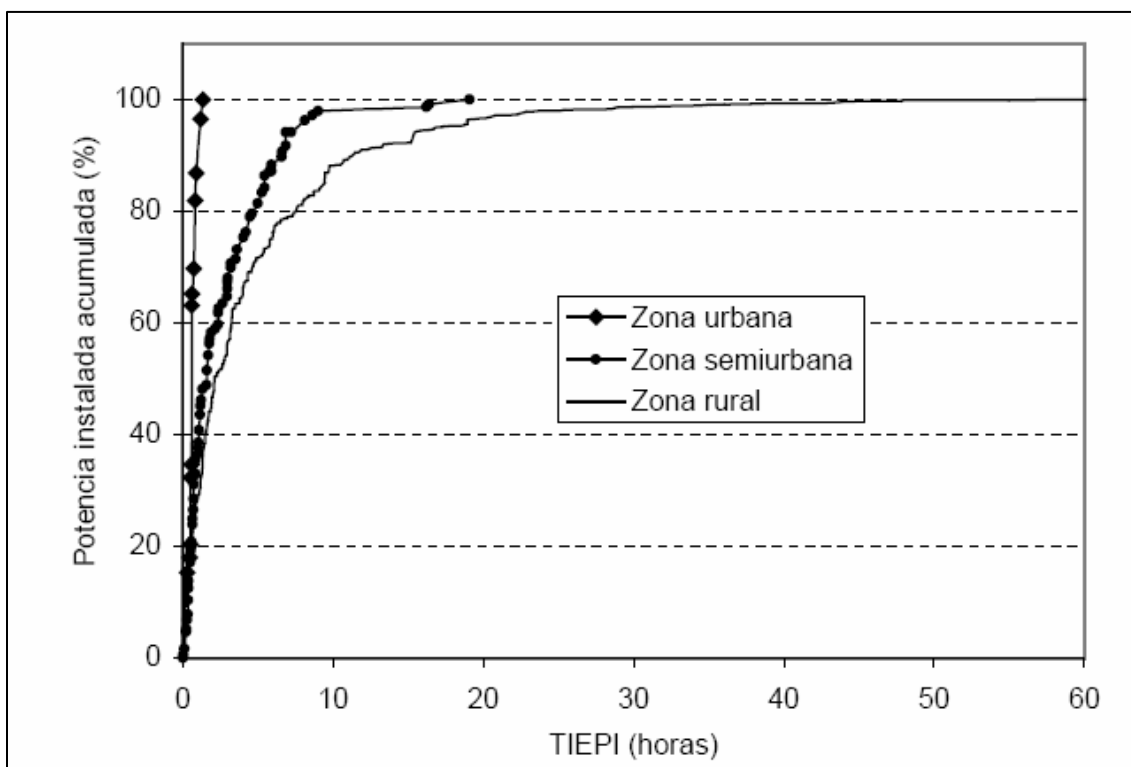


Dichas inversiones, como son: el mallado de las líneas, la renovación de la red o la automatización son las que más se están utilizando por parte de los comercializadores, debido a que se trata de inversiones relativamente pequeñas pero que pueden tener gran repercusión. La gran posibilidad de inversiones, tanto por la gran cantidad de líneas, como por el distinto tipo de elementos a instalar a la línea, las posibilidades se multiplican y esto hace el problema aun más complejo.

Nuestra herramienta permite al usuario afrontar dicho problema de una manera sencilla y directa, ya que la obtención de resultados es inmediata y además permite la comparación de distintas inversiones a la vez y ver cual sería más eficiente. Para ello, se utilizan los datos que previamente se han recopilado sobre las distintas líneas a estudiar, estos datos son los habituales (Potencia instalada, longitud de línea, TIEPI's de los últimos cuatro años, ENS de los últimos años, elementos instalados en la línea...) y suelen estar recopilados en bases de datos de las distribuidoras.

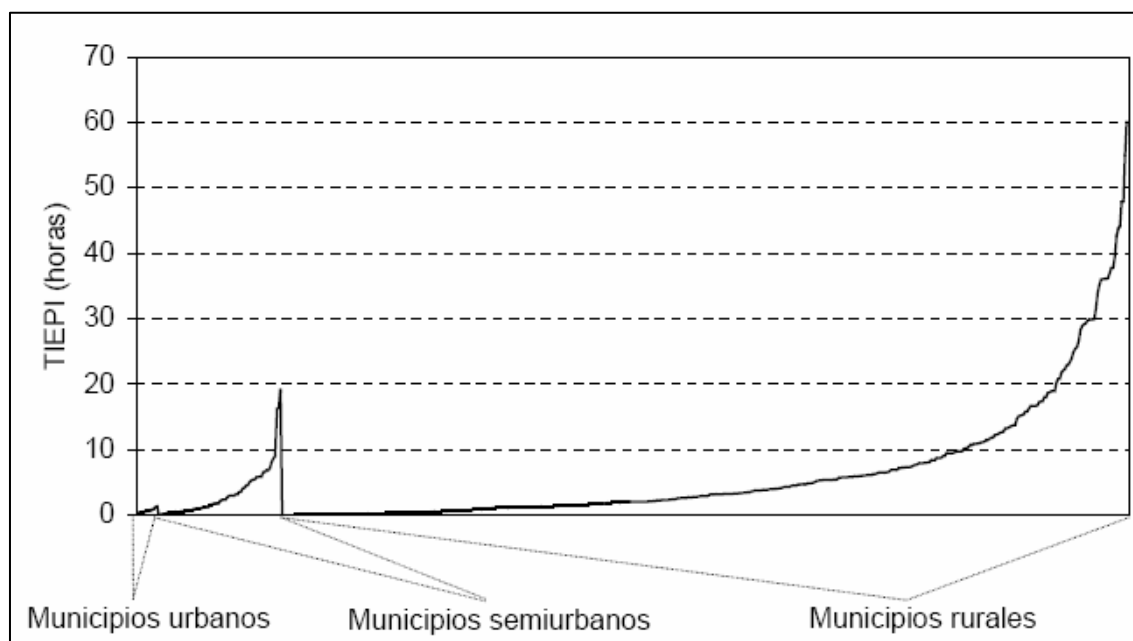
También hay que destacar que con nuestra aplicación no se ha pretendido abordar sólo el problema de la distribución de las zonas urbanas, por ser estas las que abarcan la mayor parte de la potencia instalada, como se puede observar en la figura 6,

Figura 6: TIEPI vs Potencia instalada



sino que se pretende abarcar todo el conjunto de la red de distribución. Como se puede observar en la figura 7 las zonas rurales son las que presentan mayores incumplimientos y en muchas de ellas pequeñas inversiones mejorarían mucho la continuidad de suministro. En muchas ocasiones estas inversiones ni si quiera se habrían estudiado por parte de las distribuidoras, debido al gran tamaño que presenta la red de distribución en comparación con el pequeño número de usuarios

Figura 7: Valores de TIEPI por tipo de zona



La aplicación que hemos elaborado permite ser parametrizada por parte del usuario con los TIEPI's objetivo que este tiene, los precios de los elementos a instalar y las distintas proyecciones de crecimiento de consumo que se esperan en la zona a estudiar, además de los elementos a instalar en la línea. Con todo ello, lo que obtenemos son una serie de resultados en forma de TIEPI después de realizar la inversión, la ENS, además de una serie de gráficas en las que se muestra que inversión tiene una ENS recuperada mayor y que inversión es más eficiente.

Una vez más mencionamos que el hecho de enfocar los resultados al TIEPI y la ENS es debido a que estos serán los factores de calidad que más preocupan a las distribuidoras, ya que el TIEPI es el indicador por el que la administración va a penalizar a las distribuidoras y la ENS son los kWh que deja de facturar el distribuidor a los consumidores, lo que supone otra penalización económica.

4.3 Resumen:

En este capítulo se ha hecho una introducción sobre la herramienta que hemos desarrollado. Nos hemos centrado en explicar las razones por las que se ha desarrollado nuestra aplicación y el enfoque que se le ha querido dar. También se han detallado los datos necesarios para su uso y los parámetros que puede modificar el usuario para su configuración. Por último se han explicado las razones de trabajar con el TIEPI y la ENS como factores de calidad de suministro.

En los siguientes capítulos se explicará el funcionamiento de la herramienta que hemos desarrollado y se hará un estudio de una zona concreta de la red eléctrica, en el

que se podrá ver de una forma más práctica como funciona nuestra herramienta y que resultados se obtienen.

5. MANUAL DE USO

5.1 Introducción:

En este capítulo se va a explicar de forma detallada el funcionamiento de la herramienta (“**SIMULADOR DE INVERSIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MT PARA LA MEJORA DEL TIEPI**”) así como todas las posibilidades que ofrece al usuario. Para ello se van a utilizar imágenes de la aplicación y se comentarán los detalles a tener en cuenta. También se van a detallar las actuaciones que puede realizar el usuario y cual es el procedimiento de uso para obtención de resultados.

Antes de profundizar en el manejo de la aplicación, cabe mencionar que esta aplicación esta basada en la hoja de cálculo Microsoft Excel, de paquete Office y por tanto para su uso será necesario tener instalado dicho programa en nuestro equipo. Para evitar problemas de compatibilidades lo ideal sería tener las versiones del paquete Office del año 2003 o posteriores, si bien, se ha probado nuestra aplicación en la versión del Office 2000 y no ha habido problemas. La hoja de cálculo de Microsoft Excel es una herramienta muy extendida hoy día, además su manejo es relativamente bastante sencillo, lo que facilitará al usuario familiarizarse rápidamente con su uso.

5.2 Manual de uso:

5.2.1 Inicio:

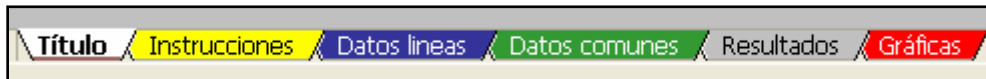
Al ejecutar la aplicación, lo primero que vamos a ver es el título de la misma:

Figura 8: Portada de la aplicación



En esta primera pantalla también podemos observar una serie de pestañas en el margen inferior izquierdo, en las que veremos los nombres de las restantes pestañas en este orden: Título, Instrucciones, Datos líneas, Datos comunes y Resultados. Independientemente de la pantalla en la que estemos situados:

Figura 9: Pestañas de la aplicación



5.2.2 Instrucciones:

En esta pantalla podremos ver unas instrucciones básicas sobre el uso de la herramienta. Estas instrucciones están divididas en 3 pasos. El primero (Objeto), en el que podemos ver el tipo de actuaciones que podemos hacer en la aplicación, este paso no merece gran mención ya que se ha explicado con detalladamente en el punto 2.5 de este proyecto. El segundo (Descripción), en el que se nos describen las partes de las que

Figura 10: Pantalla de instrucciones

1. Objeto

Esta herramienta sirve para traducir las inversiones de segunda magnitud a mejoras en el TIEPI de una línea concreta de MT por las actuaciones siguientes:

Automatización	Instalación de OCR, REC y DPF en línea aérea
Mallado de líneas	Garantizar potencia de socorro por interconexión
Transf Pinst	Transferencia de potencia instalada a una nueva línea de mejor calidad
Renovación red	Mejora de infraestructura de líneas renovando la red

2. Descripción

El cálculo se realiza con datos reales de la línea en particular. Este libro de cálculo consta de varias hojas:

Instrucciones	Esta hoja
Datos líneas	Hoja con los datos de las líneas de MT que se van a utilizar en los cálculos
Datos comunes	Hoja con los parámetros introducidos por el usuario para realizar el cálculo
Resultados	Hoja en la que se muestran los resultados obtenidos, tanto a nivel de línea, así como los costes
Gráficas	Hoja en la que se muestra gráficamente la relación eficiencia-inversión

3. Uso

Existen dos zonas de entrada de datos para el usuario, claramente diferenciadas:

La zona azul es para introducir o modificar parámetros (Datos Comunes), o los datos existentes de la línea (Datos líneas)

La zona verde es para introducir las opciones de actuación nuevas que se desean calcular en la hoja de Resultados.

La secuencia de uso es el siguiente:

- 1- **Datos líneas**: Revisar los datos existentes de las líneas que se van a estudiar y su corrección si es preciso
- 2- **Datos comunes**: Modificar los parámetros de cálculo de acuerdo a la zona en estudio
- 3- **Resultados**: Se eligen las n líneas de MT que se quieran estudiar. Se juega modificando las actuaciones y viendo a la a la derecha los resultados de cada línea. Las posibles actuaciones son las siguientes:
 - 3.1 Automatización: Se calcula el factor de mejora del TIEPI de los elementos a instalar sobre los existentes en la línea
 - 3.2 Mallado: Se calcula el factor de mejora del TIEPI por incremento del porcentaje de Psoc sobre la Pinst en la línea
 - 3.3 Trans. Psocorro: Se calcula el factor de mejora del TIEPI por tranferencia de Pinst a una nueva línea de mejor calidad
 - 3.4 Renovación Red: Se calcula el factor de mejora del TIEPI de la línea por mejora de la tasa de fallos en la zona renovada.
- 4- **Gráficos**: Para una comprensión mejor de la influencia relacionada, se incorporan gráficos comparativos de las diferentes actuaciones, que muestran la ENS que se recupera y el rendimiento de la inversión.

Los objetivos pueden variar dependiendo de la zona en estudio, pero de forma general serán la eliminación de incumplimientos y el rendimiento de la inversión

consta la aplicación, las cuales vamos a explicar detalladamente a lo largo de este capítulo. Finalmente el tercer paso (Uso), en el que se nos relata los pasos a seguir para la obtención de resultados. A continuación vamos a explicar dichos pasos de forma detallada en sus correspondientes pantallas.

5.2.3 Datos de líneas:

En esta pantalla van a ir los datos correspondientes a las líneas eléctricas sobre las que vamos a trabajar. Como se ha comentado con anterioridad, las distribuidoras suelen tener clasificadas sus líneas en Bases de Datos, por lo que fácilmente se puede acceder a ellos y copiarlos a esta pantalla (Figura 5). Como se puede observar, se han dividido las columnas por colores, de manera que la zona amarilla y verde, serán datos fijos, como son los nombres de línea, provincia...y están protegidos para no ser cambiados. La zona azul, son datos que están variando continuamente y deben ser revisados por el usuario antes de comenzar a trabajar.

Figura 11: Pantalla de datos de líneas

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

1	NOMBRE DE LINEA	SUBESTACION	PROVINCIA	Pinst	Incidenias	Long	TIEPI n	TIEPI n-1	TIEPI n-2	TIEPI n-3	N°OCR	N°REC	N° DPF	Pinst U	Pinst S	Pinst RC	Pinst RD
2	Línea 1			5.126	3	3.057	0	0	0	0	0	0	1		4690	0	0
3	Línea 2			6.980	2	2.938	4,38	0	0	0	0	0	1		6380	0	0
4	Línea 3			11.333	1	4.231	20,065	0,11	0	127,712	0	0	1		11200	0	0
5	Línea 4			11.180	4	3.779	8,128	33,139	35,811	0	0	1			11180	0	0
6	Línea 5			7.699	8	4.078	54,585	1,558	16,995	0	0	0	0		7100	0	0
7	Línea 6			6.666	6	4.307	84,216	19,35	0	32,732	0	0	0		5360	0	0
8	Línea 7			0	0	1.162	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0
9	Línea 8			4.632	2	5.718	35,688	5	0	12,159	0	0	0		4610	0	0
10	Línea 9			10.830	4	5.329	182,126	70,765	81	102	0	0	0		1830	0	0
11	Línea 10			12.000	0	4.207	4,035	110,030	0	121,057	0	0	0		11510	0	0
12	Línea 11			8.910	2	4.817	0	0	77,766	22	0	0	0		8910	0	0
13	Línea 12			10.147	0	3.816	0	0	17,998	0	1	0	0		10080	0	0
14	Línea 13			18.130	6	6.217	3,409	46,092	3,685	5,778	0	0	0		18130	0	0
15	Línea 14			10.030	1	2.804	72	0	0	0	0	0	0		1030	0	0
16	Línea 15			18.853	2	7.447	12,972	97,121	0	0	0	0	0		18280	0	0
17	Línea 16			7.697	0	2.735	0	41,652	0	48,407	0	0	0		7190	0	0
18	Línea 17			9.621	4	3.238	7,036	0	0	0	0	0	0		8910	0	0
19	Línea 18			12.809	3	4.874	2,164	153,477	21,392	0	2	0	0		12420	0	0
20	Línea 19			3.970	3	1.979	85,401	0	378,081	0	0	0	0		3970	0	0
21	Línea 20			7.882	11	14.665	58,991	182,432	329,916	32,053	0	0	0		3555	3545	0
22	Línea 21			3.409	0	1.401	3	0	0	0	0	0	0		1260	0	0
23	Línea 22			5.950	5	457	112,771	17,634	19	0	0	0	0		5950	0	0
24	Línea 23			7.754	3	3.388	37,362	4,065	143,995	128,589	1	0	0		6410	0	0
25	Línea 24			9.928	3	4.148	8,821	47,044	47,219	48,995	1	0	0		9160	0	0
26	Línea 25			8.481	0	3.815	3	0	99,123	0	0	0	0		7840	0	0
27	Línea 26			3.190	1	2.627	63,683	0	21	0	1	0	0		3190	0	0
28	Línea 27			7.304	0	2.862	3	0.548	138,393	0	0	0	0		7150	0	0
29	Línea 28			3.490	0	2.911	0	7,04	0	10,47	0	0	0		3490	0	0
30	Línea 29			3.751	2	4.938	16,751	0	0	0	0	0	0		3750	0	0
31	Línea 30			8.291	7	4.941	215,789	93,374	9,38	0	0	0	0		8000	0	0
32	Línea 31			2.161	0	5.657	0	0	45,819	0	0	0	0		0	0	0
33	Línea 32			8.319	1	5.660	0	0	26,246	0	0	0	0		250	0	0
34	Línea 33			4.276	1	12.888	0	132,84	0	18,547	0	0	0		630	0	0
35	Línea 34			4.254	1	10.181	27,25	53,979	0	0	0	0	0		1260	0	0
36	Línea 35			7.057	1	16.404	0	51,388	0	154,888	0	0	0		3780	0	0
37	Línea 36			5.907	4	16.020	0	250,874	0	154,829	0	0	0		500	800	0
38	Línea 37			3.556	0	2.720	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0
39	Línea 38			0	0	2.717	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0
40	Línea 39			150	2	12.621	3029,333	0	0	419	0	0	0		0	150	0
41	Línea 40			3.629	11	19.252	240,876	1,86	8,872	154,212	0	0	0		0	880	1705
42	Línea 41			6.973	9	27.573	153,131	10,434	6,721	148,426	0	0	0		0	350	2195
43	Línea 42			100	0	5.605	0	64,5	0	0	0	0	0		100	0	0

Los datos necesarios para cada línea serán los siguientes:

- 1 En la primera columna tenemos el **número de línea**, que sirve únicamente de ayuda a la hora de buscar las líneas sobre las que deseamos hacer las actuaciones, ya que el número de líneas puede ser de varios centenares o millares.
- 2 En la segunda columna (**NOMBRE DE LÍNEA**) tendremos los nombres de las distintas líneas. Esto nos resultará muy útil a la hora de trabajar y saber en que línea estamos simulando la actuación, ya que los planificadores de red suelen dar nombres a las líneas en función de la zona por la que transcurren, la provincia...etc.

- 3 En esta columna (**SUBESTACIÓN**) irá el nombre de la subestación de la que sale la cabecera de la línea, una vez más esto nos será de gran utilidad para evitar confusiones a la hora de escoger las líneas debido a su gran número.
- 4 En esta columna (**PROVINCIA**) se pone el nombre de la provincia por la que transcurre la línea. Este dato puede ser importante por dos razones: la primera es para una mejor identificación de la línea, evitando posibles confusiones, y la otra razón, es porque la mayoría de las veces los estudios que se van a hacer son zonales, es decir, se van a estudiar las inversiones a realizar en determinadas provincias, por lo que una identificación provincial es de gran utilidad.
- 5 En la quinta columna (**Pinst**), es donde figura la potencia instalada correspondiente a cada línea en kVA.
- 6 En esta columna (**Incidencias**) se introducirán el número de interrupciones que ha tenido la línea el último año.
- 7 En esta columna (**Long.**) es donde se van a introducir las longitudes correspondientes a cada línea, en metros.
- 8 En estas cuatro columnas (**TIEPI, TIEPIIn-1, TIEPIIn-2, TIEPIIn-3**), tenemos el TIEPI correspondiente a los últimos 4 años de cada línea, en minutos. Estos datos son muy importantes, ya que de ellos se va a sacar una media ponderada con el objetivo de comparar el nuevo TIEPI que vamos a obtener, con los que teníamos los últimos años.
- 9 En estas tres columnas (**Nº OCR, Nº REC, Nº DPF**), tenemos el número de Órganos de corte de red, el número de Reconectores y el número de Detectores de paso de falta que ya tenemos instalados en la línea. Revisar estos datos antes de realizar cualquier actuación es de suma importancia, ya que el resultado dependerá directamente de ello.
- 10 En estas últimas cuatro columnas (**Pinst U, Pinst, S, Pinst RC, Pinst RD**), tenemos la potencia instalada en zona urbana, semiurbana, rural concentrado y rural disperso en cada línea. Como se explicó en el segundo capítulo de este proyecto, los TIEPI's reglamentarios son distintos en cada una de las cuatro zonas anteriormente mencionadas y si tenemos en cuenta que las líneas eléctricas pueden tener una gran longitud y atravesar distintas zonas, será importante saber que potencia instalada de una línea tenemos para cada zona y así evaluar su impacto en el TIEPI.

5.2.4 Datos comunes:

En la siguiente pantalla el usuario tendrá que parametrizar en las casillas azules ciertos datos que pueden ser variables y que dependerán de la zona de estudio y de los objetivos (en TIEPI y ENS) que tenga la distribuidora. A continuación, vamos a explicar cada parámetro y su objetivo.

Figura 12: Pantalla de datos comunes

AUTOMATIZACION		VARIABLE	VALOR	UNIDADES	COMENTARIOS
Generales					
1	TIEPI reglamentario urbano	TIEPIregU=	1,00	horas	TIEPI reglamentario o deseado de la zona URBANA
	TIEPI reglamentario semiurbano	TIEPIregS=	2,00	horas	TIEPI reglamentario o deseado de la zona SUBURBANA
	TIEPI reglamentario rural concentrado	TIEPIregRC=	3,00	horas	TIEPI reglamentario o deseado de la zona RURAL CONCENTRADA
	TIEPI reglamentario rural disperso	TIEPIregRD=	4,00	horas	TIEPI reglamentario o deseado de la zona RURAL DISPERSA
Automatización					
2	Factor de potencia	Fp=	0,95		Coseno de fi
	Tiempo reparación	T3R=	2,00	horas	Tiempo medio de reparación de avería en línea MT (sin considerar tiempo de localización y desplazamiento)
	Filtro Tiepi % de la media	FiltroTiepi=	500%		Valor límite del TIEPI anual o % de la media de todos los años
4	TIEPI de saturación	TIEPIsat=	30,00	horas	Valor límite del TIEPI anual. Para filtrar valores de TIEPI muy altos
	Factor de experiencia	Fexp=	0,3		Factor de mejora p.u. en la localización de una avería debido a la experiencia
6	Coste OCR, 24kV	Ocr24=	13.000	€/ unidad	Costes de líneas por km
	Coste OCR, 36kV	Ocr36=	20.000	€/ unidad	
	Coste REC, 24kV	Rec24=	16.000	€/ unidad	
	Coste REC, 36kV	Rec36=	19.000	€/ unidad	
	Coste DPF teleseñalizado	Dpf=	1.000	€/ unidad	
	Mallado de líneas				
8	Línea aérea 24kV	LA24=	45.000	€/ km	Costes de líneas por km
	Línea aérea 36kV	LA36=	57.000	€/ km	
	Línea subt 24kV	LS24=	190.000	€/ km	
	Línea subt 36kV	LS36=	255.000	€/ km	
9	Coefficiente de coste de renovación	CoefRenov=	0,65		Relación entre coste de renovación y coste de instalación de líneas nuevas
Proyección a 5 años					
10	Crecimiento anual provincial estimado para la zona URBANA	CrecAnualU=	2,40	% anual	Crecimiento anual provincial estimado para la zona URBANA
	Crecimiento anual provincial estimado para la zona SUBURBANA	CrecAnualS=	2,00	% anual	Crecimiento anual provincial estimado para la zona SUBURBANA
	Crecimiento anual provincial estimado para la zona RURAL CONCENTRADA	CrecAnualRC=	1,00	% anual	Crecimiento anual provincial estimado para la zona RURAL CONCENTRADA
	Crecimiento anual provincial estimado para la zona RURAL DISPERSA	CrecAnualRD=	0,20	% anual	Crecimiento anual provincial estimado para la zona RURAL DISPERSA

- En estas cuatro líneas pondremos (en sus correspondientes casillas azules), el TIEPI correspondiente a cada zona. Este TIEPI puede ser el reglamentario o el deseado en la zona de estudio, de manera que podremos realizar un estudio a nuestro antojo, más o menos restrictivo.
- En esta línea introduciremos el factor de potencia correspondiente a la zona de estudio.
- En el tercer punto introduciremos el tiempo de reparación necesario (en horas) sin tener en cuenta el tiempo de localización y ni desplazamiento por parte de los operarios.
- En el filtro de TIEPI introduciremos el valor límite del TIEPI anual o % de la media anual que se puede desviar el TIEPI. Esto nos servirá para aminorar valores atípicos.
- En el TIEPI de saturación pondremos el valor límite en horas que puede tener el TIEPI en un año. De esta manera limitamos los valores atípicos.
- El factor de experiencia es un factor de mejora por unidad en la localización de una avería debido al conocimiento histórico y/o experiencia. Esta evaluado de 0 a 1, siendo 0 el valor mínimo (no experiencia) y 1 el valor máximo (localización inmediata).
- En estas líneas introduciremos los precios correspondientes de los elementos a instalar (OCR de 24kV, OCR de 36kV, REC de 24kV, REC de 36kV y DPF), esto nos servirá para estimar el precio de la actuación a realizar.
- En estas líneas introduciremos los precios correspondientes de las líneas aéreas y subterráneas de 24 y 36 kV de tensión asignada.

- 9 En el coeficiente de renovación introduciremos la relación entre coste de instalación de línea nueva y renovación de línea ya existente. Esto nos permitirá evaluar el coste de la actuación a realizar.
- 10 En la proyección a 5 años pondremos el porcentaje de crecimiento esperado en cada una de las zonas (urbano, semiurbano, rural concentrado y rural disperso), con ello conseguiremos estimar el aumento del TIEPI y la ENS a 5 años.

5.2.5 Resultados:

En esta pantalla vamos a poder seleccionar las líneas eléctricas sobre las que queremos realizar las actuaciones y ver los resultados que obtenemos en TIEPI y ENS para el siguiente año y para los próximos 5 años. Normalmente los estudios se harán por zonas y el número máximo de líneas eléctricas que se pueden seleccionar es de 35, que normalmente será más que suficiente para hacer un estudio zonal. En esta pantalla podemos observar que hay cinco zonas claramente diferenciadas y a continuación vamos a explicar cual es su función y como se utilizan por parte del usuario.

Figura 13: Pantalla de resultados

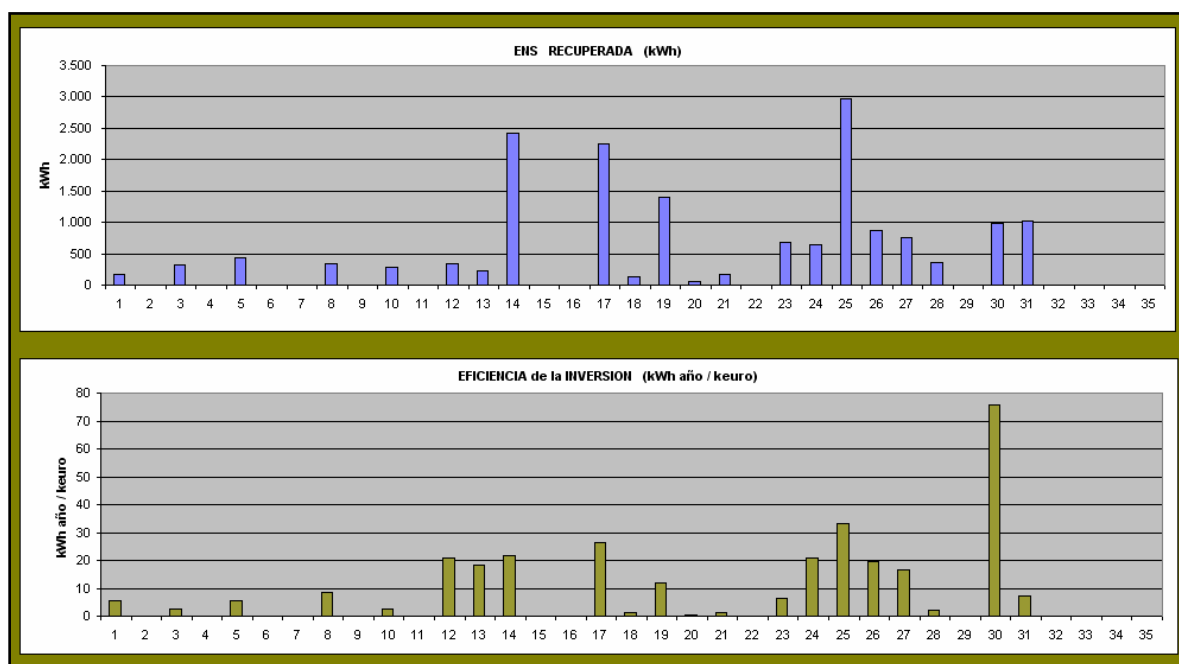
		Estado actual										Actuaciones					Estado final		Proyección	
Act	nº	Pinst	Long	TIEPI	ENS	Autom	Automatización	Línea Nueva	Renov	Coste	Estado final	Proyección								
		kVA	km	pond	regl	pond	OCR	REC	DPF	OCR	REC	DPF	km	Traspaso	km	keuros	TIEPI	ENS	TIEPI	ENS
1	2135	Línea 2134	4.014	55	3,38	3	0	0	0	1	1					0	0,00	0		
2	2136	Línea 2135	14.579	80	3,76	0	0	0	0							0	0,00	0		
3	2317	Línea 2316	7.157	89	4,00	2	0	0	0							0	0,00	0		
4	2318	Línea 2317	3.498	74	2,00	1	0	0	0							0	0,00	0		
5	2319	Línea 2318	2.128	102	4,00	0	0	0	0							0	0,00	0		
6	2326	Línea 2325	10.191	7	3,00	0	0	0	0							0	0,00	0		
7	2327	Línea 2326	6.739	23	3,00	0	0	0	0							0	0,00	0		
8	2328	Línea 2327	2.275	81	3,34	2	0	0	0	3						0	0,00	0		
9	2329	Línea 2328	1.736	24	3,00	0	0	0	0							0	0,00	0		
10	2330	Línea 2329	1.500	58	3,58	0	0	0	0				2,5		100	0	0,00	0		
11	2331	Línea 2330	2.490	1	3,00	0	0	0	0							0	0,00	0		
12	2332	Línea 2331	1.968	8	3,00	0	0	0	0	1		3				0	0,00	0		
13	2333	Línea 2332	2.294	51	3,79	0	0	0	0	1						0	0,00	0		
14	2334	Línea 2333	2.084	107	3,46	3	0	0	0	3		5	1,5		100	0	0,00	0		
15	2335	Línea 2334	921	2	3,00	0	0	0	0							0	0,00	0		
16	2336	Línea 2335	895	35	4,00	0	0	0	0							0	0,00	0		
17	2337	Línea 2336	2.642	49	3,96	0	0	0	0	1		5	1,5		100	0	0,00	0		
18	2338	Línea 2337	630	1	4,00	0	0	0	0				0,6		100	0	0,00	0		
19	2339	Línea 2338	1.200	81	4,00	1	0	0	0	1		5	2,25		100	0	0,00	0		
20	2340	Línea 2339	1.847	16	4,00	0	0	0	0				2,25		100	0	0,00	0		
21	2341	Línea 2340	535	42	0,00	0	0	0	0				3		100	0	0,00	0		
22	2342	Línea 2341	862	28	4,00	1	0	0	0							0	0,00	0		
23	2343	Línea 2342	700	2	4,00	0	0	0	0	2			1,7		100	0	0,00	0		
24	2344	Línea 2343	6.817	82	3,85	2	0	0	0	2		5				0	0,00	0		
25	2345	Línea 2344	4.103	13	4,00	0	0	0	0	1			1,7		100	0	0,00	0		
26	2346	Línea 2345	3.921	12	4,00	0	0	0	0				1		100	0	0,00	0		
27	2347	Línea 2346	3.722	4	4,00	0	0	0	0				1		100	0	0,00	0		
28	2348	Línea 2347	2.264	5	4,00	0	0	0	0				4		100	0	0,00	0		
29	2349	Línea 2348	767	8	3,67	0	0	0	0							0	0,00	0		
30	2350	Línea 2349	5.385	9	4,00	0	0	0	0	2						0	0,00	0		
31	2351	Línea 2350	1.006	17	4,00	0	0	0	0	2			2,5		100	0	0,00	0		
32	5817	vacía	0	0	0,00	0	0	0	0							0	0,00	0	0,00	0
33	5817	vacía	0	0	0,00	0	0	0	0							0	0,00	0	0,00	0
34	5932	vacía	0	0	0,00	0	0	0	0							0	0,00	0	0,00	0
35	5706	vacía	0	0	0,00	0	0	0	0							0	0,00	0	0,00	0

- 1 En esta zona de la pantalla es donde seleccionaremos las líneas eléctricas con las que deseamos trabajar, para ello pulsaremos en la correspondiente pestaña desplegable y seleccionaremos la línea. Además podemos observar que en la primera columna de la izquierda tenemos el número de actuación y en la segunda columna tenemos el número de línea. Es importante recalcar que si no queremos buscar nuestra línea manualmente en la pestaña desplegable, podemos poner directamente el número de línea. Finalmente tenemos la columna “Provincia” en la que aparecerá de forma automática el nombre de la provincia a la que pertenece la línea que hemos seleccionado.
- 2 En la zona de “Estado actual” tendremos los datos correspondientes a cada línea del último año, estos son: la potencia instalada (en kVA), la longitud de la línea (en km), el TIEPI (en horas) ponderado de los últimos cuatro años, el TIEPI (en horas) reglamentario (que es el objetivo que nos marcamos), la ENS (en kWh) y el número de elementos que ya tenemos instalados en la línea (OCR, REC, DPF). En este punto es importante recalcar que cuando la aplicación detecta que el TIEPI ponderado del último año ha sido mayor que el TIEPI reglamentario, destacará el primero en color rojo, esto permite al usuario ver automáticamente en que línea había incumplimientos el último año.
- 3 En la zona de “Actuaciones” es donde el usuario podrá poner las inversiones que desea realizar. Para ello puede poner el número de elementos a instalar en la línea (OCR, REC, DPF), kilómetros de línea nueva que se desean instalar, el traspaso de potencia que va a recibir (que es el porcentaje de potencia que se va a transferir a la línea en tanto por ciento), número de kilómetros de línea a renovar (en el caso de que se vaya a renovar la línea en vez de construir nueva) y finalmente podremos ver el coste de las actuaciones que el usuario ha elegido.
- 4 En la zona de “estado final” podremos ver los resultados finales de TIEPI (en horas) y ENS (en kWh) que se obtendrán después de realizar las actuaciones correspondientes.
- 5 En la zona de “proyección a 5 años” es donde podremos ver el TIEPI (en horas) y ENS (en kWh) dentro de 5 años después de realizar las actuaciones. El TIEPI y la ENS que se muestran aquí se corresponden con el crecimiento anual que hemos parametrizado en la pantalla “**Datos comunes**” de forma que podremos ver si con las actuaciones que tenemos previsto realizar vamos a tener incumplimientos dentro de 5 años.

5.2.6 Gráficas:

En esta última pantalla es donde podremos ver y comparar los resultados de las 35 actuaciones simultáneas que nos permite realizar la aplicación, de esta forma podremos ver de una forma más visual y directa donde las actuaciones que hemos realizado tienen más impacto. Para ello se han elaborado los dos siguientes gráficos de resultados:

Figura 14: Pantalla de gráficas



En la primera gráfica, llamada **ENS RECUPERADA (kWh)**, podemos ver la energía no suministrada recuperada después de realizar las actuaciones, es decir, podemos ver la diferencia entre la energía en kWh que no llegábamos a suministrar al cliente anteriormente (el año anterior, previo a las actuaciones) y por tanto no se la podíamos facturar y la que no vamos a suministrar ahora (próximo año, después de realizar las actuaciones), con lo que obtenemos la cantidad de kWh que vamos a facturar al cliente y que antes de realizar las actuaciones no facturábamos, es decir, el diferencial de incremento en la facturación con respecto al año anterior. En el eje de las abscisas se pueden ver las 35 actuaciones que podemos acometer a la vez y en el eje de las ordenadas podemos ver los kWh que recuperamos.

En la segunda gráfica, llamada **EFICIENCIA DE LA INVERSIÓN (kWh año/keuro)**, podemos ver la relación entre los kWh al año que recuperamos y el coste en que ello supone, es decir, aquí podemos ver donde la inversión es más eficiente, ya que se relaciona la ENS recuperada de la gráfica anterior y el coste que supone esta. En el eje de las abscisas se pueden ver las 35 actuaciones que podemos acometer a la vez y en el eje de las ordenadas podemos ver los kWh año/keuro.

5.3 Resumen:

En este capítulo nos hemos centrado exclusivamente en explicar al usuario todas las características que ofrece nuestra herramienta, se han explicado detalladamente todas las pantallas con sus correspondientes opciones, los distintos parámetros y su significado. Se ha mostrado al usuario como se pueden agregar los datos históricos de cada línea, como parametrizar las líneas eléctricas que se pretenden estudiar y como realizar las distintas actuaciones. Finalmente se han explicado las gráficas donde se pueden observar los resultados y como interpretarlas.

Para una mejor comprensión por parte del usuario de la aplicación se ha considerado adecuado realizar el estudio de una zona de la red eléctrica con el fin de aclarar dudas, este estudio será presentado en el próximo capítulo.

6. EJEMPLO PRÁCTICO: ESTUDIO DE UNA ZONA DE LA RED ELÉCTRICA

6.1 Introducción:

En capítulos anteriores se han tratado de manera teórica los costes e índices que intervienen en los cortes eléctricos, estableciendo además, una clasificación de todos ellos. También se ha hecho una presentación detallada de la aplicación que hemos elaborado, de las posibilidades que ofrece al usuario y los resultados que ofrece. Se ha hablado de los motivos que nos han llevado a la elaboración de nuestra herramienta y del modelo de optimización utilizado.

Una vez explicado todo lo anterior, consideramos que la mejor manera de mostrar al usuario el potencial de nuestra herramienta es abordando un problema real de la red eléctrica, obteniendo unos resultados reales e interpretándolos. Para ello vamos a escoger una zona concreta de la red y vamos a simular una serie de inversiones en las líneas eléctricas de dicha zona con el fin de obtener unos resultados en forma de TIEPI y ENS, además de las correspondientes gráficas en las que podremos ver la ENS recuperada y la eficiencia de la inversión. Todo esto será explicado paso a paso, de manera que pueda servir al usuario de nuestra herramienta como complemento al manual de uso presentado en el capítulo 5.

6.2 Caso práctico:

Para la elaboración de nuestro caso práctico nos vamos a centrar en la provincia de Soria, ya que esta cuenta con 31 líneas eléctricas, un número suficientemente grande para ser abordado. Hay que recordar que nuestra aplicación también permite abordar el estudio de una sola línea eléctrica, y que como máximo, el número de líneas eléctricas que pueden ser estudiadas simultáneamente es de 35.

La provincia de Soria tiene una red bastante antigua y muchas de sus líneas eléctricas llevan una veintena de años sin recibir ningún tipo de actuaciones. Esto es debido a que Soria es una de las provincias españolas menos pobladas, su extensión es de 10.303 km², con una población que no llega a los 95.000 habitantes. Si comparamos estos datos con los de la Comunidad de Madrid, que tiene una extensión de 8.021 km² y una población superior a los 6 millones de habitantes, nos podemos dar cuenta de que estamos hablando de una zona muy extensa y poco poblada que normalmente va a ser rural concentrada o rural dispersa, con lo que el número de clientes afectados por los cortes eléctricos es muy pequeño.

Con todos estos datos, se comprende que por parte de las distribuidoras este tipo de zonas hayan sido las menos atractivas para realizar inversiones de cara a mejorar el suministro eléctrico, ya que el análisis de inversiones no es fácil y tampoco se obtienen siempre los resultados deseados, además el número de clientes afectados es pequeño, la

inversión a realizar puede ser muy elevada y las penalizaciones por parte de la administración no eran demasiado elevadas. Durante los últimos años, y gracias a los cambios en el sector eléctrico, la cuantía de las penalizaciones para las distribuidoras han aumentado por lo que tienen la necesidad de mejorar la calidad de suministro. Con nuestra aplicación vamos a analizar uno de estos casos reales y ver donde las inversiones serían más eficientes a corto plazo (a un año) o a un plazo más largo (5 años).

Para empezar, ejecutamos la aplicación y como siempre no encontraremos con la pantalla de inicio:

Figura 15: Pantalla de inicio



En esta ocasión, vamos a saltarnos la pantalla de instrucciones, ya que esta se ha explicado en el capítulo anterior, y pincharemos en la pestaña de “Datos de líneas”,

Figura 16: Pestaña “datos líneas”



dónde buscaremos las líneas con las que vamos a trabajar, en este caso, las de la provincia Soria. Aquí es importante comprobar que todos los datos sean correctos y estén actualizados para que los resultados sean lo más precisos posible. Hay que recordar que las casillas azules son las que nos permiten introducir los datos que queremos modificar en las líneas eléctricas con las que vamos a trabajar.

Figura 17: Pantalla de datos

1	NOMBRE DE LINEA	SUBESTACIÓN	PROVINCIA	Pinst	Incidencias	Long	TIEPI n	TIEPI n-1	TIEPI n-2	TIEPI n-3	NºOCR	NºREC	Nº D
2319	Línea 2319	STR SORIA ESTE	SORIA	2.128	50	101.558	149,023	154,524	152,596	56,896			
2320	Línea 2320	STR SORIA ESTE	SORIA	10.139	18	16.221	166,866	121,83	0	379,067			
2321	Línea 2321	STR SORIA ESTE	SORIA	8.959	2	5.225	67,274	59,562	0	36,427			
2322	Línea 2322	STR SORIA ESTE	SORIA	12.202	6	6.133	13,466	2,744	1,279	86,804		1	
2323	Línea 2323	STR SORIA ESTE	SORIA	4.370	4	3.206	25,779	0	0	17,567			
2324	Línea 2324	STR SORIA ESTE	SORIA	3.183	5	3.674	26,643	43,216	0	1,558			
2325	Línea 2325	STR SORIA ESTE	SORIA	3.705	4	6.635	91,911	0	0	24			
2326	Línea 2326	STR BURGO DE OSM	SORIA	10.191	4	6.919	45,299	25,863	0	43,338			
2327	Línea 2327	STR BURGO DE OSM	SORIA	6.739	10	22.527	40,183	135,397	0,461	85,392			
2328	Línea 2328	STR BURGO DE OSM	SORIA	2.275	18	81,211	460,055	26,908	644,334	619,429	2		
2329	Línea 2329	STR BURGO DE OSM	SORIA	1.736	13	23.669	240,547	131,545	5,556	33,873			
2330	Línea 2330	STR BURGO DE OSM	SORIA	1.500	5	58.446	111,711	303,863	16,872	105,77			
2331	Línea 2331	STR SAN ESTEBAN D	SORIA	2.490	0	1,454	0	115,677	0	59			
2332	Línea 2332	STR SAN ESTEBAN D	SORIA	1.968	3	7.675	336,892	371,993	47,181	242,025			
2333	Línea 2333	STR SAN ESTEBAN D	SORIA	2.294	16	50.552	231,051	64,188	13,451	360,269			
2334	Línea 2334	STR SAN ESTEBAN D	SORIA	2.084	28	107.330	714,084	355,791	617,334	294,068	3		
2335	Línea 2335	STR SAN ESTEBAN D	SORIA	921	0	1,758	0	47,142	0	50,954			
2336	Línea 2336	STR LANGA DE DUER	SORIA	895	6	34.535	666,2	118,821	158,263	77,973			
2337	Línea 2337	STR LANGA DE DUER	SORIA	2.642	15	49.241	564,486	154,427	324,26	530,326			
2338	Línea 2338	STR LANGA DE DUER	SORIA	630	2	1,236	65,086	102	211	10			
2339	Línea 2339	STR BERLANGA	SORIA	1.200	9	80.746	402,395	434,179	555,694	751,431	1		
2340	Línea 2340	STR BERLANGA	SORIA	1.847	0	16.094	0	221,927	0	73,274			
2341	Línea 2341	STR BERLANGA	SORIA	535	3	41,609	136,221	283,066	242,958	60,871			
2342	Línea 2342	STR BERLANGA	SORIA	862	5	27.819	231,883	666,736	200,052	62,509	1		
2343	Línea 2343	STR MOLINOS DE DUE	SORIA	700	8	2.406	1014,435	75	69	489			
2344	Línea 2344	STR MOLINOS DE DUE	SORIA	6.617	26	81.592	242,11	245,952	93,815	847,961	2		
2345	Línea 2345	STR VINUESA	SORIA	4.103	5	13.169	383,585	155,199	238,159	652,623			
2346	Línea 2346	STR COVALEDA	SORIA	3.921	7	12.369	66,322	147,765	79,459	353,085			
2347	Línea 2347	STR DURUELO	SORIA	3.722	4	3.538	196,448	126,428	174,055	26,991			
2348	Línea 2348	STR NAVALENO	SORIA	2.264	2	4.946	167,935	21,705	186,62	97,916			
2349	Línea 2349	STR NAVALENO	SORIA	767	5	7.799	339,537	19,166	48,682	103,957			
2350	Línea 2350	STR SAN LEONARDO	SORIA	5.385	10	8.157	943,677	38,159	8,264	0			
2351	Línea 2351	STR SAN LEONARDO	SORIA	1.006	6	17.301	574,043	489,847	339,818	387,08			

Una vez actualizados los datos, vamos a proceder a parametrizar la pantalla de “Datos Comunes”:

Figura 18: Pestaña “datos comunes”

Título	Instrucciones	Datos líneas	Datos comunes	Resultados	Gráficas
--------	---------------	--------------	----------------------	------------	----------

Como se puede observar en la figura 19, nuestros TIEPI's objetivo son más restrictivos que los que marca la normativa, la razón de poner unos TIEPI's más restrictivos es que con ello podremos detectar no sólo las líneas eléctricas donde ya hay incumplimientos (y por tanto penalizaciones para la compañía) por encima de lo que marca la normativa, sino que podemos detectar en que líneas eléctricas se están dando incumplimientos muy cercanos a lo que nos limita la normativa y por tanto prever futuras penalizaciones. El hecho de poner unos TIEPI's distintos a los que marca la normativa no va a alterar los resultados que vamos a obtener en las gráficas de ENS recuperada y de eficiencia de la inversión, ya que estas gráficas nos muestran en que líneas las actuaciones están dando mejores resultados independientemente de TIEPI objetivo que nos hayamos propuesto cumplir.

Figura 19: TIEPI's objetivo

AUTOMATIZACION	VARIABLE	VALOR	UNIDADES
Generales			
TIEPI reglamentario urbano	TIEPIregU=	2,00	horas
TIEPI reglamentario semiurbano	TIEPIregS=	4,00	horas
TIEPI reglamentario rural concentrado	TIEPIregRC=	6,00	horas
TIEPI reglamentario rural disperso	TIEPIregRD=	8,00	horas

A continuación, vamos a parametrizar el resto de los datos de la pantalla “datos comunes”:

Figura 20: Datos comunes

Automatización			
Factor de potencia	Fp=	0,95	
Tiempo reparación	T3R=	2,00	horas
Filtro Tiepi % de la media	FiltroTiepi=	500%	
TIEPI de saturación	TIEPIsat=	30,00	horas
Factor de experiencia	Fexp=	0,3	
Coste OCR, 24kV	Ocr24=	13.000	€/ unidad
Coste OCR, 36kV	Ocr36=	20.000	€/ unidad
Coste REC, 24kV	Rec24=	16.000	€/ unidad
Coste REC, 36kV	Rec36=	19.000	€/ unidad
Coste DPF teleseñalizado	Dpf=	1.000	€/ unidad
Mallado de líneas			
Línea aérea 24kV	LA24=	45.000	€/ km
Línea aérea 36kV	LA36=	57.000	€/ km
Línea subt 24kV	LS24=	190.000	€/ km
Línea subt 36kV	LS36=	255.000	€/ km
Renovación red			
Coefficiente de coste de renovación	CoefRenov=	0,65	
Proyección a 5 años			
	CrecAnualU=	2,40	% anual
	CrecAnualS=	2,00	% anual
	CrecAnualRC=	1,00	% anual
	CrecAnualRD=	0,20	% anual

Como vemos en la figura 20, hemos rellenado el resto de los parámetros necesarios para hacer el estudio. Los precios de los elementos a instalar en las líneas, así como, los costes de mallado de líneas son los correspondientes al año 2008, que es del último del que conocemos tales datos. El factor de potencia elegido es 0.95 y los tiempos de reparación y el factor de experiencia son aproximados, ya que no disponemos del dato real. En cuanto a los porcentajes de crecimiento anual utilizados en las zonas urbana, semiurbana, rural concentrado y rural disperso, son los habituales durante los últimos años.

A continuación vamos a proceder a ver los resultados que obtenemos, para ello vamos a seleccionar la pestaña “Resultados”:

Figura 21: Pestaña “Resultados”



En la figura 22, podemos observar en que líneas eléctricas tenemos incumplimientos, es decir, en cuales el TIEPI es superior al que nos hemos marcado como objetivo. Nuestra aplicación nos va a ayudar en este sentido, ya que marcará en rojo aquellos TIEPI's que sean superiores a su objetivo. De las 31 líneas con las que estamos trabajando, hay incumplimientos en 14. En estas 14 líneas vamos a proceder a hacer distintas actuaciones, independientemente de su costo o de si se consiguen bajar o no de forma importante sus correspondientes TIEPI's, ya que el objetivo es mostrar al usuario los distintos tipos actuaciones que se pueden realizar y los resultados que obtienen.

Figura 22: Incumplimientos de TIEPI

				Estado actual							
Act	Línea		Provincia	Pinst	Long	TIEPI		ENS	Autom		
	nº			kVA	km	pond	regl	pond	OCR	REC	DPF
1	2135	Línea 2134	SORIA	4.014	55	3,89	3,38	2.391	3	0	0
2	2136	Línea 2135	SORIA	14.579	80	2,73	3,76	6.090	0	0	0
3	2317	Línea 2316	SORIA	7.157	89	2,82	4,00	3.087	2	0	0
4	2318	Línea 2317	SORIA	3.498	74	1,78	2,00	953	1	0	0
5	2319	Línea 2318	SORIA	2.128	102	2,21	4,00	722	0	0	0
6	2326	Línea 2325	SORIA	10.191	7	0,48	3,00	747	0	0	0
7	2327	Línea 2326	SORIA	6.739	23	1,05	3,00	1.085	0	0	0
8	2328	Línea 2327	SORIA	2.275	81	7,16	3,34	2.495	2	0	0
9	2329	Línea 2328	SORIA	1.736	24	1,89	3,00	502	0	0	0
10	2330	Línea 2329	SORIA	1.500	58	2,25	3,58	516	0	0	0
11	2331	Línea 2330	SORIA	2.490	1	0,68	3,00	259	0	0	0
12	2332	Línea 2331	SORIA	1.968	8	4,24	3,00	1.277	0	0	0
13	2333	Línea 2332	SORIA	2.294	51	2,68	3,79	941	0	0	0
14	2334	Línea 2333	SORIA	2.084	107	8,61	3,46	2.746	3	0	0
15	2335	Línea 2334	SORIA	921	2	0,37	3,00	52	0	0	0
16	2336	Línea 2335	SORIA	895	35	4,75	4,00	650	0	0	0
17	2337	Línea 2336	SORIA	2.642	49	6,58	3,96	2.664	0	0	0
18	2338	Línea 2337	SORIA	630	1	1,66	4,00	160	0	0	0
19	2339	Línea 2338	SORIA	1.200	81	8,64	4,00	1.588	1	0	0
20	2340	Línea 2339	SORIA	1.847	16	1,17	4,00	331	0	0	0
21	2341	Línea 2340	SORIA	535	42	3,08	0,00	252	0	0	0
22	2342	Línea 2341	SORIA	862	28	4,98	4,00	657	1	0	0
23	2343	Línea 2342	SORIA	700	2	7,30	4,00	783	0	0	0
24	2344	Línea 2343	SORIA	6.617	82	5,45	3,85	5.526	2	0	0
25	2345	Línea 2344	SORIA	4.103	13	5,73	4,00	3.602	0	0	0
26	2346	Línea 2345	SORIA	3.921	12	2,46	4,00	1.474	0	0	0
27	2347	Línea 2346	SORIA	3.722	4	2,32	4,00	1.325	0	0	0
28	2348	Línea 2347	SORIA	2.264	5	2,03	4,00	705	0	0	0
29	2349	Línea 2348	SORIA	767	8	2,33	3,67	273	0	0	0
30	2350	Línea 2349	SORIA	5.385	9	4,91	4,00	4.051	0	0	0
31	2351	Línea 2350	SORIA	1.006	17	7,62	4,00	1.174	0	0	0
32	5817	vacía		0	0	0,00	0,00	0	0	0	0

En la figura 23 se van a mostrar las actuaciones que hacemos. Para hacer las actuaciones es interesante fijarse en el número de elementos instalados en cada línea y también si dos líneas están próximas entre sí (para hacer esto se necesita un mapa de la región en el que estén representadas las líneas eléctricas), ya que, una de las mejores actuaciones que se pueden hacer es mallar dos líneas eléctricas próximas entre sí que tengan la posibilidad de transferir potencia. También se puede observar que en ningún caso ponemos un número elevado de elementos del mismo tipo, ya que resultaría absurdo y nuestra aplicación lo filtraría, ya que si por ejemplo instalamos 2 reconectadores (REC) en una línea y esto disminuye significativamente el TIEPI, el hecho de instalar por ejemplo 20 reconectadores (REC) no haría que el TIEPI

disminuya de forma lineal, lo único que conseguiríamos es aumentar el coste de la inversión

Figura 23: Actuaciones en la provincia de Soria

				Actuaciones							
Act	Línea			Provincia	Automatización			Línea Nueva	Renov	Coste	
	nº				OCR	REC	DPF	km	Traspaso	km	keuros
1	2135	Línea 2134	▼	SORIA	2						32
2	2136	Línea 2135	▼	SORIA							0
3	2317	Línea 2316	▼	SORIA							0
4	2318	Línea 2317	▼	SORIA							0
5	2319	Línea 2318	▼	SORIA							0
6	2326	Línea 2325	▼	SORIA							0
7	2327	Línea 2326	▼	SORIA							0
8	2328	Línea 2327	▼	SORIA	2			1			33
9	2329	Línea 2328	▼	SORIA							0
10	2330	Línea 2329	▼	SORIA				2,5	100		113
11	2331	Línea 2330	▼	SORIA							0
12	2332	Línea 2331	▼	SORIA	1	1	3				32
13	2333	Línea 2332	▼	SORIA	1						13
14	2334	Línea 2333	▼	SORIA	3		5	1,5	100		112
15	2335	Línea 2334	▼	SORIA							0
16	2336	Línea 2335	▼	SORIA							0
17	2337	Línea 2336	▼	SORIA	1		5	1,5	100		86
18	2338	Línea 2337	▼	SORIA				0,6	100		114
19	2339	Línea 2338	▼	SORIA	1		5	2,25	100		119
20	2340	Línea 2339	▼	SORIA				2,25	100		101
21	2341	Línea 2340	▼	SORIA				3	100		135
22	2342	Línea 2341	▼	SORIA	2						32
23	2343	Línea 2342	▼	SORIA	2			1,7	100		103
24	2344	Línea 2343	▼	SORIA	2		5				31
25	2345	Línea 2344	▼	SORIA	1			1,7	100		90
26	2346	Línea 2345	▼	SORIA				1	100		45
27	2347	Línea 2346	▼	SORIA				1	100		45
28	2348	Línea 2347	▼	SORIA				4	100		180
29	2349	Línea 2348	▼	SORIA							0
30	2350	Línea 2349	▼	SORIA	2						26
31	2351	Línea 2350	▼	SORIA	2			2,5	100		139

Como podemos observar en la figura 23, hemos realizado actuaciones en las 14 líneas en las que teníamos incumplimientos de TIEPI, el criterio que hemos seguido para realizar las actuaciones ha sido básicamente mirar el número de elementos ya instalados que tenía cada línea y ver las líneas en las que la inclusión de nuevos elementos podía suponer una disminución importante en el TIEPI. En cuanto al mallado, nos hemos fijado en la posibilidad de mallar líneas próximas físicamente entre sí, y es en las que hemos realizado este tipo de actuación. En cuanto al coste, como es lógico, las mayores inversiones se han tenido que realizar en las líneas eléctricas donde era mayor el incumplimiento. A continuación vamos a ver los resultados que hemos obtenido:

Figura 24: Resultados de las actuaciones en la provincia de Soria

				Estado actual							Estado final		Proyección			
Act	Línea		Provincia	Pinst	Long	TIEPI		ENS	Autom			TIEPI	ENS	5 años		
	nº			kVA	km	pond	regl	pond	OCR	REC	DPF	TIEPI	ENS	TIEPI	ENS	
1	2135	Línea 2134	▼	SORIA	4.014	55	3,89	3,38	2.391	3	0	0	3,62	2.226	4,25	2.614
2	2136	Línea 2135	▼	SORIA	14.579	80	2,73	3,76	6.090	0	0	0	2,73	6.090	3,15	7.032
3	2317	Línea 2316	▼	SORIA	7.157	89	2,82	4,00	3.087	2	0	0	2,82	3.087	3,22	3.527
4	2318	Línea 2317	▼	SORIA	3.498	74	1,78	2,00	953	1	0	0	1,78	953	2,22	1.188
5	2319	Línea 2318	▼	SORIA	2.128	102	2,21	4,00	722	0	0	0	2,21	722	2,53	825
6	2326	Línea 2325	▼	SORIA	10.191	7	0,48	3,00	747	0	0	0	0,48	747	0,57	887
7	2327	Línea 2326	▼	SORIA	6.739	23	1,05	3,00	1.085	0	0	0	1,05	1.085	1,25	1.289
8	2328	Línea 2327	▼	SORIA	2.275	81	7,16	3,34	2.495	2	0	0	6,43	2.241	7,54	2.626
9	2329	Línea 2328	▼	SORIA	1.736	24	1,89	3,00	502	0	0	0	1,89	502	2,24	596
10	2330	Línea 2329	▼	SORIA	1.500	58	2,25	3,58	516	0	0	0	1,00	230	1,16	267
11	2331	Línea 2330	▼	SORIA	2.490	1	0,68	3,00	259	0	0	0	0,68	259	0,81	307
12	2332	Línea 2331	▼	SORIA	1.968	8	4,24	3,00	1.277	0	0	0	2,65	797	3,14	947
13	2333	Línea 2332	▼	SORIA	2.294	51	2,68	3,79	941	0	0	0	2,01	706	2,31	813
14	2334	Línea 2333	▼	SORIA	2.084	107	8,61	3,46	2.746	3	0	0	1,00	319	1,17	372
15	2335	Línea 2334	▼	SORIA	921	2	0,37	3,00	52	0	0	0	0,37	52	0,44	61
16	2336	Línea 2335	▼	SORIA	895	35	4,75	4,00	650	0	0	0	4,75	650	5,42	743
17	2337	Línea 2336	▼	SORIA	2.642	49	6,58	3,96	2.664	0	0	0	1,00	405	1,14	463
18	2338	Línea 2337	▼	SORIA	630	1	1,66	4,00	160	0	0	0	0,30	29	0,34	33
19	2339	Línea 2338	▼	SORIA	1.200	81	8,64	4,00	1.588	1	0	0	1,00	184	1,14	210
20	2340	Línea 2339	▼	SORIA	1.847	16	1,17	4,00	331	0	0	0	1,00	283	1,14	323
21	2341	Línea 2340	▼	SORIA	535	42	3,08	0,00	252	0	0	0	1,00	82	0,00	0
22	2342	Línea 2341	▼	SORIA	862	28	4,98	4,00	657	1	0	0	3,92	517	4,48	591
23	2343	Línea 2342	▼	SORIA	700	2	7,30	4,00	783	0	0	0	1,00	107	1,14	122
24	2344	Línea 2343	▼	SORIA	6.617	82	5,45	3,85	5.526	2	0	0	4,82	4.885	5,54	5.616
25	2345	Línea 2344	▼	SORIA	4.103	13	5,73	4,00	3.602	0	0	0	1,00	628	1,14	718
26	2346	Línea 2345	▼	SORIA	3.921	12	2,46	4,00	1.474	0	0	0	1,00	600	1,14	686
27	2347	Línea 2346	▼	SORIA	3.722	4	2,32	4,00	1.325	0	0	0	1,00	570	1,14	651
28	2348	Línea 2347	▼	SORIA	2.264	5	2,03	4,00	705	0	0	0	1,00	347	1,14	396
29	2349	Línea 2348	▼	SORIA	767	8	2,33	3,67	273	0	0	0	2,33	273	2,70	317
30	2350	Línea 2349	▼	SORIA	5.385	9	4,91	4,00	4.051	0	0	0	2,95	2.432	3,37	2.779
31	2351	Línea 2350	▼	SORIA	1.006	17	7,62	4,00	1.174	0	0	0	1,00	154	1,14	176

En la figura 24 podemos ver los resultados que hemos obtenido con nuestras actuaciones. En la columna de estado final, podemos ver que de las 14 líneas en las que teníamos incumplimientos de TIEPI ahora, con las inversiones realizadas, tenemos 5 líneas con incumplimientos para el próximo año. En todas las líneas en las que hemos hecho actuaciones hemos conseguido reducir el TIEPI y la ENS. De aquí podemos sacar la conclusión de que si disponemos de un presupuesto limitado para acometer las inversiones, que suele ser lo habitual, en este caso lo más conveniente sería realizar las actuaciones en las que eliminamos los incumplimientos. En cuanto a la columna de proyección a 5 años, vemos que en las actuaciones en las que conseguimos eliminar los incumplimientos para el próximo año, también lo hacemos para los próximos 5 años, en todos los casos menos en la cuarta actuación (línea 2317). Esto quiere decir que si tenemos un presupuesto reducido, una de las líneas en las que podríamos evitar realizar actuaciones sería esta.

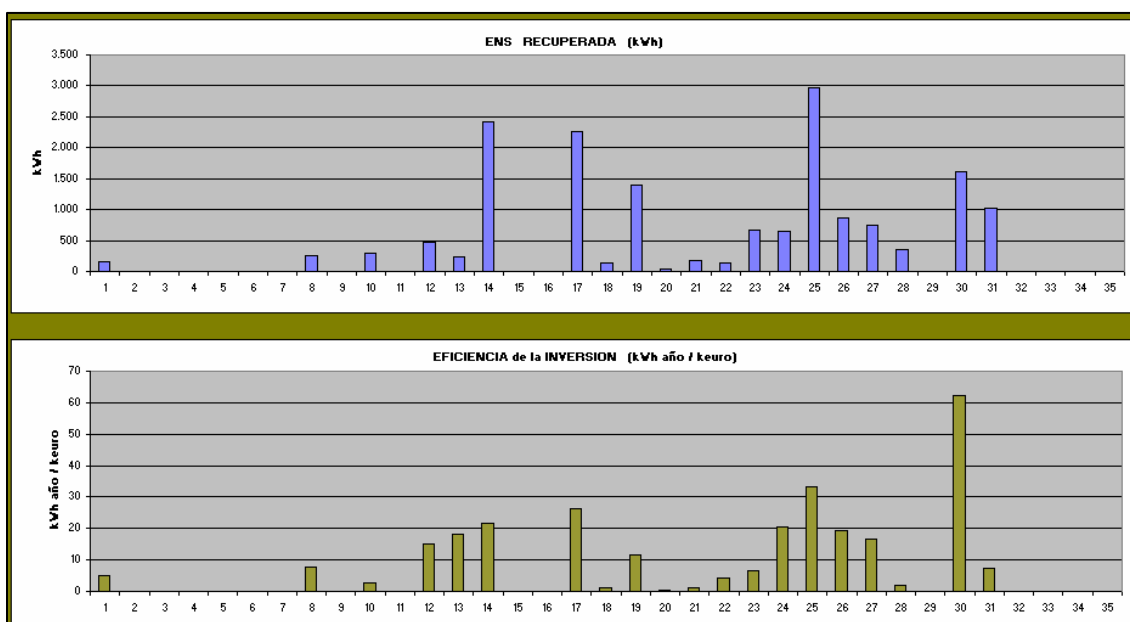
A continuación vamos a seleccionar la pestaña “Gráficas”:

Figura 25: Pestaña “Gráficas”



En la pantalla “Gráficas” nos encontramos con los resultados de las actuaciones que hemos realizado:

Figura 26: Pantalla “Gráficas” de la provincia de Soria



En cuanto a las gráficas de ENS recuperada y de eficiencia de inversión, representadas en la figura 26, podemos observar que de todas las actuaciones que hemos efectuado destacan 5 por encima del resto: la actuación 30 (línea 2349), la actuación 25 (línea 2344), la actuación 17 (línea 2336), la actuación 14 (línea 2333) y finalmente la actuación número 19 (línea 2338). Al observar los resultados de las anteriores actuaciones en la figura 24, vemos que en todas hemos conseguido eliminar los incumplimientos por TIEPI, por lo tanto cualquiera de estas líneas serían ideales para realizar inversión económica, ya que los resultados que conseguiríamos serían los óptimos.

6.3 Resumen:

En este capítulo hemos realizado el estudio de una zona de la red eléctrica española, concretamente la provincia de Soria. Hemos profundizado en el uso de nuestro Simulador de inversiones, consiguiendo así aclarar posibles dudas para el usuario. Se ha demostrado el funcionamiento de nuestra herramienta en un caso práctico, obteniendo resultados reales y analizándolos para saber que inversiones serían las mejores.

7. CONCLUSIONES

A continuación se presentan las conclusiones que se han obtenido durante la elaboración de este proyecto:

Se ha definido el problema de la calidad de servicio y sus componentes. Se ha distinguido que la componente más importante es la referida a la continuidad de suministro, debido a que es la que el cliente percibe más directamente. Como base para el estudio, se han presentado todos los conceptos y la amplia terminología utilizada, las diferentes clasificaciones en cuanto al tipo de interrupción que aparecen en los estudios y los elementos involucrados. Se ha prestado especial interés por los índices que nos sirven para conocer la calidad de una red eléctrica, se mostró el desarrollo llevado por la administración para abordar el problema y fijar los límites de calidad.

Se ha realizado un análisis de los métodos existentes para realizar el cálculo de la fiabilidad de los distintos elementos de la red eléctrica con los que se pretende mejorar el suministro eléctrico y de que manera la instalación de estos elementos en la red mejora la continuidad en el suministro.

Establecido el entorno de trabajo, y observando un problema de alto impacto socioeconómico y los numerosos factores que influyen en el calidad de suministro eléctrico, se ha elaborado un *Simulador de Inversiones en redes de distribución de Media Tensión para la mejora del TIEPI*, con el fin de ayudar a los Planificadores de Red a abordar de una manera más sencilla el problema de realizar inversiones económicas de segunda magnitud en líneas eléctricas. Para ello se utilizó la hoja de cálculo Excel, del paquete de aplicaciones Microsoft Office.

Se ha realizado un manual de uso con el fin de ayudar a los usuarios a aprender a manejar la herramienta, conocer las posibilidades que presenta y saber interpretar los resultados.

Con el fin de probar el funcionamiento de nuestra aplicación y ayudar al usuario a una mejor comprensión de su funcionamiento, se ha realizado un estudio de las 31 líneas de la provincia de Soria, se han simulado diferentes inversiones para ver cuales tendrían mayor impacto a la hora de reducir los incumplimientos por TIEPI y que inversiones serían más eficientes, a la hora de ser abordadas por parte de la compañía distribuidora.

Para futuras líneas de desarrollo de este proyecto se podrían considerar un mayor número de variables en nuestro sistema. Siendo conscientes de la multitud de factores que intervienen en este estudio, se podrían tener en cuenta las variaciones de explotación de las líneas en tiempo real, y profundizar aún más en el hecho de predecir las tasas de fallo de los elementos de una red a partir de sus condiciones de contorno. Además, para recoger toda la casuística que una red de distribución puede presentar, también sería interesante analizar el impacto de la conexión de generadores en dicha red.



ANEXO 1

4.2.1. Alimentador Tipo

Ya se ha dicho anteriormente que debido a las distintas estructuras de la red, distintas densidades de carga, etc., el efecto de la misma inversión en una zona o en otra puede ser muy diferente. Puede plantearse la posibilidad de analizar el impacto de las inversiones en uno o varios alimentadores tipo que sean representativos de la zona considerada. En este apartado se describe como especificar un alimentador tipo a partir de los datos de una zona de distribución.

Los datos necesarios son los siguientes:

- Número de salidas (NS): es el número de alimentadores existentes en la zona considerada.
- Potencia Instalada (PITotal).
- Longitud total en km de las líneas aéreas y los cables subterráneos (LonTotal).
- TIEPI: valor del índice TIEPI histórico de la zona considerada.
- NIEPI: valor del índice NIEPI histórico de la zona considerada.

Con estos datos, se determinaría para cada zona un alimentador tipo con:

$$PI_{alim} = \frac{PI_{Total}}{NS}; Lon_{alim} = \frac{Lon_{Total}}{NS}; TIEPI; NIEPI$$

Los índices TIEPI y NIEPI serían los mismos que los de la zona considerada, puesto que son índices unitarios en función de la potencia instalada. Además de estos índices, se podrán calcular la tasa de fallos por unidad de longitud y año, y el tiempo de reparación medio de las interrupciones:

$$\text{Tasa de fallos : } \lambda = \frac{NIEPI}{Lon_{alim}} \left(\frac{\text{int}}{\text{km} \cdot \text{año}} \right)$$

$$\text{Tiempo de reparación medio : } t_r = \frac{TIEPI}{NIEPI} (\text{horas})$$

Se supone que las cargas están uniformemente repartidas por todo el alimentador tipo (a intervalos regulares) y que la tasa de fallos es el valor medio de las tasas de fallos de los distintos tramos del alimentador real.

Se propone a continuación un ejemplo de lo que podría ser un alimentador tipo de un mercado típicamente rural. Es el alimentador utilizado para los cálculos de la figura 4.5.

Ejemplo de alimentador tipo rural

En las zonas rurales, es común encontrarse con alimentadores largos, con baja densidad de carga, y tasa de fallos alta. Se proponen los siguientes datos característicos:

$$\begin{aligned} \text{Lon}_{\text{alim rural}} &= 50 \text{ km} ; \text{PI}_{\text{alim rural}} = 8 \text{ MVA} ; \text{TIEPI}_{\text{rural}} = 8 \text{ horas} ; \text{NIEPI}_{\text{rural}} = 8 \text{ int.} \\ \lambda &= 0,16 \text{ int./km}\cdot\text{año} ; t_r = 1 \text{ hora} \end{aligned}$$

4.2.2. Mejora de la calidad

En este ejemplo, se quiere determinar la variación de calidad frente a la instalación de selectores de tramo. Para ello se considera que el alimentador analizado sin ningún selector de tramo tendrá el nivel de calidad de referencia. Todos los niveles de calidad se normalizarán tomando como base el nivel de referencia. Por tanto el nivel de referencia normalizado de TIEPI será: $\text{TIEPIN} = 1$. En el caso del ejemplo de alimentador rural analizado, es equivalente a un TIEPI de 8 horas. Se mide la reducción de TIEPI en por unidad (p.u.) con la instalación de selectores en los alimentadores tipo.

Los selectores instalados dividirán el alimentador en tramos de la misma longitud y, por tanto, con la misma potencia instalada (la potencia instalada se considera uniformemente repartida). También se puede considerar como la instalación de un selector la automatización de una alimentación alternativa. El efecto combinado de una alimentación alternativa automática y de un selector puede ser mucho mayor que la de dos selectores colocados en medio del alimentador.

Para el cálculo del TIEPI de un alimentador con distintos tramos divididos por selectores hay que seguir las siguientes reglas:

- Una falta afecta al tramo donde se produce, y a todos los tramos aguas abajo que no tengan alimentación alternativa.
- Una falta no afecta a los tramos aguas arriba del tramo donde se produjo.

Teniendo en cuenta que la tasa de fallos es uniforme en todo el alimentador, que la carga se supone uniformemente repartida y que todas las faltas tienen la misma duración media, el cálculo de la reducción del TIEPI es muy fácil una vez se conoce cómo están distribuidos los tramos. La distribución de los tramos depende de la estructura del alimentador, y la estructura depende a su vez del tipo de zona que quiere representar el alimentador tipo.

En un alimentador rural, es difícil que exista la posibilidad de alimentaciones alternativas, por lo tanto en el ejemplo de alimentador rural analizado no se tendrán en cuenta. Colocando 1, 2 y 3 selectores, se obtienen los valores de TIEPI presentados en la tabla 4.1. Los valores mínimos y máximos corresponden a distintas estructuras del alimentador, de forma que los tramos delimitados por los selectores pueden quedar en serie o en paralelo, o una combinación de ambos. En el siguiente subapartado se puede ver un ejemplo de cálculo de reducción de TIEPI para el caso de instalación de dos selectores.

Tabla 4.1 Valores de TIEPI en p.u. con la colocación de selectores.

	TIEPI mínimo (p.u.)	TIEPI máximo (p.u.)	TIEPI medio (p.u.)
1 selector	0,75	0,75	0,75
2 selectores	0,56	0,66	0,61
3 selectores	0,4375	0,625	0,53

Puesto que se considera que la duración de todas las interrupciones es la misma, las reducciones porcentuales de TIEPI serán las mismas que de NIEPI, siendo válida la misma curva (en p.u.) para los dos índices. Con un cierto número de estos puntos podría extrapolarse y obtener una curva continua (ver figura 4.5). En el origen del eje de abscisas (correspondiente a TIEPIN igual a la unidad), se sitúa la frontera entre las inversiones de primera y segunda magnitud. El nivel de calidad en ese punto corresponde por tanto al nivel de calidad de referencia: en el caso de la figura 4.5, TIEPI=1. A la derecha, estarían las inversiones de segunda magnitud, representadas por los selectores, y a la izquierda las inversiones de

primera magnitud representadas por líneas y, más lejos, no representados en la figura, por subestaciones.

4.2.3. Ejemplo de cálculo de reducción del TIEPI

En este subapartado se describe como ejemplo el cálculo de reducción de TIEPI para el caso de instalación de 2 selectores en un alimentador rural. Se considera que todas las faltas tienen el mismo tiempo de reposición t_r , que la tasa de fallos por unidad de longitud es la misma en todo el alimentador, que la potencia instalada está uniformemente repartida en el alimentador, y que los selectores que se instalen dividen el alimentador en zonas de igual longitud. Los datos del alimentador considerado son los siguientes:

L_{Total} : Longitud total del alimentador.

P_{Total} : Potencia instalada total del alimentador.

λ : Tasa de fallos del alimentador por unidad de longitud.

t_r : Tiempo de reposición del servicio.

Cálculo del TIEPI sin selectores instalados

Si no hay ningún selector instalado, cualquier falta en el alimentador afecta a todo el alimentador. El TIEPI se calcula como sigue:

$$TIEPI^0 = \frac{\lambda \times L_{Total} \times P_{Total} \times t_r}{P_{Total}} = \lambda \times L_{Total} \times t_r$$

Cálculo del TIEPI con 2 selectores

Los dos selectores instalados dividen el alimentador en tres tramos de igual longitud. Existen dos posibilidades para dividir el alimentador

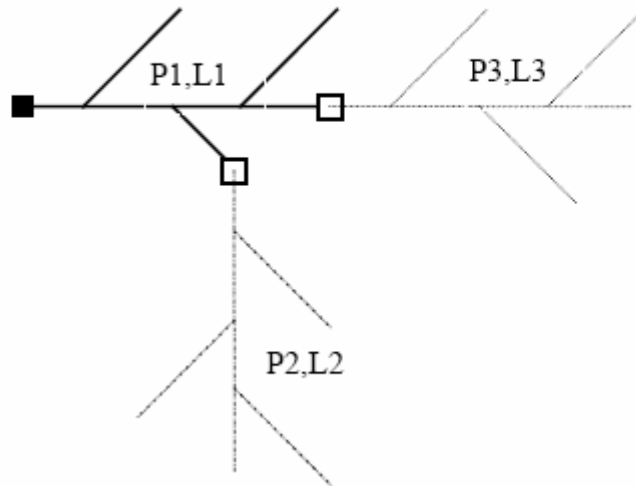
a)



Una falta en el tramo **1** afecta a todo el alimentador. Una falta en el tramo **2** afecta sólo al tramo **2** y **3**. Una falta en el tramo **3** sólo afecta al tramo **3**. El TIEPI del alimentador con dos selectores instalados según la topología a) es igual a:

$$\begin{aligned}
 TIEPI^{2,a)} &= \frac{\lambda \times L_1 \times P_{Total} \times t_r + \lambda \times L_2 \times (P_1 + P_2) \times t_r + \lambda \times L_3 \times P_3 \times t_r}{P_{Total}} \\
 &= \frac{\lambda \times \frac{L_{Total}}{3} \times P_{Total} \times t_r + \lambda \times \frac{L_{Total}}{3} \times \frac{2 \times P_{Total}}{3} \times t_r + \lambda \times \frac{L_{Total}}{3} \times \frac{P_{Total}}{3} \times t_r}{P_{Total}} \\
 &= \lambda \times L_{Total} \times t_r \times \left(\frac{1}{3} + \frac{2}{9} + \frac{1}{9} \right) \\
 &= \frac{2}{3} TIEPI^0 \approx 0,66 TIEPI^0
 \end{aligned}$$

b)



Una falta en el tramo **1** afecta a todo el alimentador. Una falta en el tramo **2** afecta sólo al tramo **2** y una falta en el tramo **3** sólo afecta al tramo **3**. El TIEPI del alimentador con dos selectores instalados según la topología b) es igual a:

$$\begin{aligned}
 TIEPI^{2,b)} &= \frac{\lambda \times L_1 \times P_{Total} \times t_r + \lambda \times L_2 \times P_2 \times t_r + \lambda \times L_3 \times P_3 \times t_r}{P_{Total}} \\
 &= \frac{\lambda \times \frac{L_{Total}}{3} \times P_{Total} \times t_r + \lambda \times \frac{L_{Total}}{3} \times \frac{P_{Total}}{3} \times t_r + \lambda \times \frac{L_{Total}}{3} \times \frac{P_{Total}}{3} \times t_r}{P_{Total}} \\
 &= \lambda \times L_{Total} \times t_r \times \left(\frac{1}{3} + \frac{1}{9} + \frac{1}{9} \right) \\
 &= \frac{5}{9} TIEPI^0 \approx 0,56 TIEPI^0
 \end{aligned}$$

Suponiendo que hay tantos alimentadores del tipo a) como del tipo b) en la zona de estudio, se obtiene un TIEPI medio para 2 selectores instalados de:

$$\text{TIEPI}^2 = \frac{\text{TIEPI}^{2,a)} + \text{TIEPI}^{2,b)}}{2} = \frac{0,66 + 0,56}{2} \text{TIEPI}^0 = 0,61 \text{TIEPI}^0$$

BIBLIOGRAFÍA

1. “Calidad del servicio. Regulación y optimización de inversiones”. Tesis doctoral de Juan Rivier Abbad del año 1999 de la Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI)
2. Real Decreto 1955/2000
3. Orden ECO/797/2002
4. “Aspectos regulatorios de la calidad del servicio” Preparado por el IIT para IBERDROLA, Junio 1997
5. “Sistemas de localización y seccionamiento del tramo con avería en redes de MT” Informe nº 2 del proyecto PIE-132264, ERZ 1992
6. “Evaluación y mejora de la fiabilidad en sistemas de distribución de energía eléctrica” Tesis doctoral de Quiles Cucarella, E. , Universidad Politécnica de Valencia, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Diciembre 1997.
7. Ley 54/1997 del sector eléctrico
8. Informes de calidad de REE
9. “Análisis de diversas configuraciones de subestaciones en base a su fiabilidad”. Estudio de D. Alfredo Cofre. ENDESA
10. Apuntes de Ingeniería Técnica Industrial Electricidad